

Grado Universitario en Ingeniería mecánica

Curso 2016-2017

Trabajo Fin de Grado

“Estudio estructural del soporte de un aerogenerador”

Sergio Risueño Gómez

Tutora

Shirley Kalamis García Castillo

Lugar y fecha de presentación prevista:

Escuela Politécnica Superior, Leganés

13 de julio de 2017

Resumen

Este proyecto se centra en el cálculo estructural y diseño de la torre de un aerogenerador. Para realizar la selección del modelo de turbina eólica para la cual se va a diseñar la estructura, fue necesario llevar a cabo un estudio del potencial eólico de España, tras el cual se seleccionó la localidad de Plasencia como lugar para efectuar la instalación. Se eligió finalmente como turbina el modelo AW116/3000 de 3 MW de potencia suministrado por Acciona.

Posteriormente, tras analizar diversos parámetros relativos al viento de la localización elegida, se dio comienzo al análisis estructural. Para ello se efectuó inicialmente un estudio analítico que sirvió para realizar el predimensionado de la estructura. Después se obtuvo el diseño definitivo utilizando el método de los elementos finitos (MEF).

Los cálculos analíticos consistieron en el análisis del estado límite terminante y de los estudios de pandeo, fatiga y resonancia, así como la evaluación del desplazamiento de la torre para dos estados de carga: condiciones extremas y condiciones normales de viento, tal como indica la normativa UNE-EN 61400-1. En el análisis mediante MEF se abarcaron los mismos estudios.

Una vez finalizados los cálculos y realizada la comparación entre ambos métodos, con el fin de comprobar que no se habían cometido errores, se obtuvo un diseño de la torre con las siguientes características:

- Material: Acero S355JR.
- Diámetro de la base: 4,5 metros.
- Diámetro en el extremo superior: 3 metros.
- Espesor del acero en la base: 39 milímetros.
- Espesor del acero en el extremo superior: 16 milímetros.

Tras haber obtenido las dimensiones definitivas del diseño, estas se compararon con las dimensiones de torres utilizadas en otros aerogeneradores comerciales y de características similares al modelo de turbina elegido. Las dimensiones de estas torres presentaron una gran similitud con las obtenidas a tras el proceso de cálculo, con lo que se concluyó con que el mencionado proceso se había realizado de manera correcta y que el diseño, a falta de realizar las pruebas pertinentes con prototipos a escala, era adecuado para su instalación en la localización seleccionada.

Abstract

This project focuses on the structural calculation and design of the tower of a wind turbine. First of all, a study of the wind potential of Spain was performed, in order to select the appropriate wind turbine model for which the structure is to be designed. Concluded this study, the locality of Plasencia was selected as the site for the design, and the AW116/3000 model of 3 MW, supplied by Acciona, was chosen as the turbine.

Subsequently, after analyzing various parameters related to the wind of the area, the structural analysis began. First, an analytical study was performed, which results served as a pre-dimensionalization of the structure. The definitive design was obtained using the finite element method (FEM).

The analytical calculations consisted of the analysis of the limit state and of the study of the buckling, fatigue and resonance phenomena, as well as the evaluation of the tower displacement for two different states of load: extreme and normal conditions of wind, as indicated in IEC 61400-1. The FEM analysis consisted of the same studies.

Once ended the calculation process and performed the comparison of the results obtained by the two methods, with the objective of checking that no mistakes were made in the process, a tower design was obtained with the following characteristics:

- Material: Steel S355JR.
- Diameter at the base: 4.5 meters.
- Diameter at the upper end: 3 meters.
- Thickness of steel at the base: 39 mm.
- Thickness of the steel at the upper end: 16 mm.

The definitive dimensions were then compared with the measurements of towers used to support other commercial wind turbines with similar characteristics to the chosen model. The dimensions of these towers had a great similarity with those obtained after the calculation process. This allowed to conclude that the process had been carried out correctly and that, once the proper tests with scaled prototypes were done, the design was suitable for installation in the selected location.

Índice de contenido

Introducción.....	11
Motivaciones	11
Objetivos	11
Estructura del documento.....	12
1. Energías renovables	14
1.1. Energía solar	15
1.1.1. Energía solar térmica	16
1.1.1.1. Sistema de torre central receptor con heliostatos	17
1.1.1.2. Colectores cilindro-parabólicos	17
1.1.1.3. Discos parabólicos	18
1.1.2. Energía solar fotovoltaica.....	18
1.2. Energía hidráulica	19
1.3. Energía mareomotriz	20
1.3.1. Presa de marea	21
1.3.2. Turbinas de marea	21
1.3.3. Lagunas de marea	22
1.4. Biomasa y biocombustibles	23
2. Energía eólica	24
2.1. Desplazamientos de masas de aire	25
2.2.1. Radiación solar	25
2.2.2 Efecto Coriolis	26
2.2.3 Presión atmosférica	27
2.3. Velocidad del viento	27
2.4. Energía del viento	29
2.5. Aerogeneradores	30
2.5.1. Tipos de aerogeneradores	31
2.5.1.1. Aerogeneradores de eje vertical.....	31

2.5.1.1.1. Aerogeneradores tipo Savonius	32
2.5.1.1.2. Aerogeneradores tipo Darrieus	33
2.5.1.1.3. Aerogeneradores tipo Giromill.....	33
2.5.1.2. Aerogeneradores de eje horizontal	34
2.5.1.2.1. Según la orientación de las palas frente al viento	34
2.5.1.2.1.1. Aerogeneradores con rotor a barlovento	34
2.5.1.2.1.2. Aerogeneradores con rotor a sotavento.....	34
2.5.1.2.2. Según el número de palas	35
2.5.1.2.2.1. Aerogeneradores lentos o multipala	35
2.5.1.2.2.2. Rotor monopala	36
2.5.1.2.2.3. Rotor bipala.....	36
2.5.1.2.2.4. Rotor de tres palas	37
2.6. Componentes de un aerogenerador	38
2.6.1. Góndola	38
2.6.2. Torre.....	39
2.6.3. Cimentación	40
2.7. Ventajas y desventajas de la energía eólica	41
Ventajas	41
Desventajas	41
3. Emplazamiento	42
4. Selección del aerogenerador	46
5. Hipótesis de diseño.....	49
5.1. Condiciones del viento	51
5.1.1. Condiciones normales de viento.....	51
5.1.1.1. Modelo normal del perfil de viento (NWP)	51
5.1.1.2. Modelo de turbulencia normal (NTM).....	51
5.1.2. Condiciones extremas de viento	52
5.1.2.1. Modelo de velocidad extrema del viento (EWM).....	52
5.1.2.2. Modelo de ráfaga extrema de funcionamiento (EOG)	53

5.1.2.3. Cambio extremo de dirección (EDC)	54
5.1.2.4. Ráfaga coherente extrema (ECG)	54
5.1.2.5. Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD)	54
5.1.2.6. Cizallamiento de viento extremo (EWS)	55
5.2. Simplificación del problema	55
5.3. Coeficientes de mayoración de las cargas	56
5.4. Limitaciones de las dimensiones de la torre	57
6. Estado límite terminante	58
6.1. Cargas soportadas por la estructura	58
6.1.1. Peso propio	58
6.1.2. Carga aerodinámica del rotor	60
6.1.3. Carga aerodinámica de la torre.....	61
6.2. Esfuerzos soportados por la estructura.....	63
7. Pandeo	66
8. Fatiga	79
9. Desplazamientos.....	87
9.1. Desplazamientos para el caso de viento extremo.....	89
9.2. Desplazamientos para el caso de condiciones normales de viento.	90
10. Resonancia	92
11. Análisis mediante el método de los elementos finitos (MEF).....	94
11.1. Mallado de la estructura	95
11.2. Modelización de las cargas.....	96
11.3. Tensiones soportadas para el caso de viento extremo	97
11.4. Fatiga	99
11.5. Desplazamientos	101
11.5.1. Desplazamientos para el caso de viento extremo	101
11.5.2. Desplazamientos para funcionamiento en condiciones normales	102
11.6. Resonancia	103
11.7. Pandeo.....	105

11.8. Análisis de sensibilidad de la malla.....	106
11.9. Comparativa de resultados.....	109
11.9.1. Comparación de los resultados analíticos con los obtenidos mediante el MEF.	109
11.9.2. Comparación de las dimensiones finales con una torre real	111
12. Análisis económico	113
13. Conclusiones y trabajos futuros.....	118
13.1. Conclusiones.....	118
13.2. Trabajos futuros	120
14. Bibliografía.....	121
15. Referencias de las figuras	124

Índice de figuras

Figura 1.1. Porcentaje de energía producida según su fuente en España en 2015	15
Figura 1.2. Componentes de la energía solar incidente sobre la superficie	16
Figura 1.3. Esquema de una central solar térmica de alta temperatura	17
Figura 1.4. Colectores cilindro-parabólicos	17
Figura 1.5. Discos parabólicos.....	18
Figura 1.6. Panel fotovoltaico	18
Figura 1.7. Célula solar fotovoltaica.....	19
Figura 1.8. Esquema de una central hidroeléctrica	19
Figura 1.9. Esquema del funcionamiento de una presa mareomotriz.....	20
Figura 1.10. Presa mareomotriz.....	21
Figura 1.11. Turbinas de marea	22
Figura 1.12. Laguna de marea.....	22
Figura 2.1. Parque eólico en El Bonillo, Albacete.....	24
Figura 2.2. Evolución de la capacidad eólica total instalada en el mundo.....	25
Figura 2.3. Temperatura media de la superficie por latitud	26
Figura 2.4. Influencia del efecto Coriolis sobre la trayectoria del viento	26
Figura 2.5. Representación gráfica de un ciclón o borrasca (izquierda) y un anticiclón (derecha)	27
Figura 2.6. Distribución de la velocidad del viento en función de la altura	28
Figura 2.7. Molinos de viento en Consuegra, Toledo.	30
Figura 2.8. Aerogeneradores de prueba de Poul la Cour. Dinamarca, 1897	30
Figura 2.9. Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius helicoidal.....	32
Figura 2.10. Esquema del funcionamiento de un aerogenerador tipo Savonius	32
Figura 2.11. Aerogenerador tipo Darrieus	33
Figura 2.12. Aerogenerador tipo Giromill.	33
Figura 2.13. Esquema de un aerogenerador con rotor a barlovento (izquierda) y a sotavento (derecha)	35
Figura 2.14. Aerogenerador multipala.....	36

Figura 2.15. Aerogenerador monopala.....	36
Figura 2.16. Aerogenerador bipala	37
Figura 2.17. Aerogenerador de tres palas	37
Figura 2.18. Esquema de la góndola de un aerogenerador de eje horizontal	39
Figura 2.19. Aerogenerador con torre en celosía.	39
Figura 2.20. Montaje de una torre tubular de acero	40
Figura 2.21. Cimentación de un aerogenerador	40
Figura 3.1. Potencia eólica y número de parques eólicos instalados en 2011 y variación con respecto a 2010.....	42
Figura 3.2. Mapa eólico de España. Se indican únicamente las localizaciones con una velocidad del viento mayor a 6m/s.	43
Figura 3.3. Potencial eólico de los territorios cercanos a Plasencia. El verde indica zonas con menor potencial eólico y el morado aquellas en las que el potencial es mayor	44
Figura 4.1. Distribución de Weibull para la velocidad del viento en Plasencia.....	48
Figura 4.2. Probabilidad de que se alcance una determinada velocidad del viento en Plasencia	48
Figura 5.1. Ráfaga de actuación extrema con un periodo de recurrencia de 50 años en el intervalo $0 \leq t \leq T$	53
Figura 5.2. Representación gráfica de las cargas a considerar y de las reacciones.	56
Figura 6.1. Coeficiente de empuje en función de la velocidad específica.	60
Figura 6.2. Coeficiente de arrastre de un cilindro en función del número de Reynolds.	62
Figura 7.1. Formas de pandeo según los apoyos en los extremos.	66
Figura 8.1. Aspecto de una curva S-N para los aceros	79
Figura 8.2. Coeficiente de arrastre de un cilindro en función del número de Reynolds	83
Figura 9.1. Ley de momentos flectores para una viga en voladizo con una fuerza aplicada en el extremo libre	87
Figura 10.1. Modos de vibración de una viga en voladizo.	92
Figura 11.1. Detalle del mallado de la estructura observado desde el alzado	96
Figura 11.2. Disposición y valor de las cargas para el análisis tensional de viento extremo.	97
Figura 11.3. Distribución de la tensión equivalente de Von Mises en la estructura.	98
Figura 11.4. Representación del factor de multiplicación de las cargas con respecto del tiempo.	99

Figura 11.5. Disposición y valor de las cargas consideradas en el análisis de fatiga.....	100
Figura 11.6. Distribución del número de ciclos mínimo que soporta cada punto de la estructura	100
Figura 11.7. Desplazamiento vertical (izquierda) y desplazamiento lateral (derecha) para el caso de viento extremo.	101
Figura 11.8. Desplazamiento vertical (izquierda) y desplazamiento lateral (derecha) para el caso de condiciones normales de funcionamiento	102
Figura 11.9. Deformada de la estructura para los tres primeros modos de vibración	104
Figura 11.10. Factor de multiplicación de las cargas para cada modo de pandeo calculado por ANSYS	105
Figura 11.11. Deformación total para el modo de pandeo 2.710. Este modo indica pandeo en el extremo superior de la estructura	106
Figura 11.12. Representación gráfica de la tensión en función del número de nodos de la malla para el caso de viento extremo	108
Figura 12.1. Distribución de los costes totales de un aerogenerador	113
Figura 12.2. Curva de potencia de la turbina Vestas V-112	114
Figura 12.3. Producción anual estimada según la aplicación del IDEA	115
Figura 12.4. Evolución de la inversión de un aerogenerador a lo largo de 20 años	116

Índice de tablas

Tabla 2.1. Valor del factor de rugosidad según el tipo de superficie.....	28
Tabla 3.1. Características del viento en la localidad de Plasencia	45
Tabla 4.1. Clase de aerogenerador según la norma UNE-EN 61400-1.....	46
Tabla 4.2. Características del modelo AW 116/3000.....	47
Tabla 5.1. Hipótesis de carga de diseño.....	50
Tabla 5.2. Coeficientes parciales de seguridad para cargas desfavorables.	56
Tabla 6.1. Características mecánicas de los aceros según UNE-EN 10025	59
Tabla 6.2. Dimensiones iniciales seleccionadas y esfuerzos obtenidos.....	65
Tabla 7.1. Términos de comprobación, según peor clase de sección de la pieza.....	67
Tabla 7.2. Determinación de la clase de una sección circular en función de su límite de esbeltez.....	67
Tabla 7.3. Ancho eficaz y coeficiente de abolladura de elementos planos total o parcialmente comprimidos.....	69
Tabla 7.4. Coeficiente C en piezas de sección variable	71
Tabla 7.5. Longitud de pandeo de barras canónicas.....	72
Tabla 7.6. Valor del factor C1 en función del valor del factor ψ	74
Tabla 7.7. Coeficientes del momento equivalente	75
Tabla 7.8. Resumen de los parámetros de la torre tras el análisis de pandeo.	78
Tabla 8.1. Coeficientes del factor de acabado superficial	85
Tabla 8.2. Valor del factor Kc según la confiabilidad.	85
Tabla 11.1. Frecuencias de los tres primeros modos de vibración.	103
Tabla 11.2. Tensión para el caso de viento extremo en función del tamaño de los elementos de la malla	107
Tabla 11.3. Comparativa de los resultados obtenidos por el método analítico y por el MEF	109
Tabla 11.4. Comparativa de las dimensiones del diseño con las torres de aerogeneradores comerciales	112
Tabla 12.1. Valores de potencia producida para cada velocidad de viento por el modelo de turbina V-112.....	115

Introducción

Motivaciones

El continuo uso de las energías fósiles ha producido un aumento de la contaminación a nivel mundial, tanto en lo que se refiere a contaminación atmosférica como a residuos y vertidos que se derivan de su uso. Esto ha supuesto grandes modificaciones en diversos ecosistemas, ya sea afectando sobre ellos de forma directa, o de forma indirecta mediante el conocido como calentamiento global.

Las energías renovables son una gran alternativa a los combustibles fósiles, al permitir aprovechar los recursos naturales sin producir contaminación ambiental una vez las instalaciones se encuentren en funcionamiento. De entre las diferentes fuentes de energía renovable disponibles, la energía eólica tiene una gran proyección de futuro, pues la potencia instalada a nivel global se duplica cada intervalo de tres años.

Un aspecto fundamental del desarrollo de la energía eólica es el diseño del aerogenerador y, por consiguiente, de la torre del mismo. La elección de las características geométricas y del material de construcción del soporte, de manera que se garantice su seguridad y estabilidad estructural, requiere de un análisis en profundidad, pues será un factor clave en el ahorro de los costes de fabricación. Por ello en este Trabajo Fin de Grado se ha planteado el diseño y cálculo estructural del soporte de un aerogenerador, evaluando para ello los diversos aspectos fundamentales que plantea la normativa específica.

Objetivos

El objetivo general del presente trabajo consiste en realizar el diseño y cálculo estructural del soporte de la torre de un aerogenerador. Para ello, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Seleccionar una localización apropiada para la instalación, realizando un estudio del mapa eólico español. El criterio con mayor relevancia para su elección será que no exista ningún parque eólico instalado en la región seleccionada. En función de los resultados, se elegirá un modelo de turbina adecuado para las características del viento de la zona.

- Realizar un estudio analítico que servirá para realizar un predimensionado de la estructura. En este estudio se incluirán los análisis de estado límite terminante y de los fenómenos de pandeo, fatiga y resonancia, así como de los desplazamientos de la torre.
- Plantear un diseño definitivo tras la realización de un análisis mediante métodos numéricos, en concreto, utilizando el método de los elementos finitos. Para tal efecto se utilizará el software comercial ANSYS en su versión Student. Se realizarán los mismos estudios que en el caso anterior.
- Comparar los resultados obtenidos por ambos métodos, así como con dimensiones de torres reales, con la finalidad de comprobar si el estudio numérico se ha llevado a cabo satisfactoriamente.
- Realizar un análisis socio-económico, en el que se analice el coste de la hipotética instalación del aerogenerador y su impacto sobre la región elegida.

Estructura del documento

El proyecto comenzará con una breve introducción a las energías renovables en el *Capítulo 1*, seguido de una descripción detallada de la energía eólica en el *Capítulo 2*, mencionando su historia y estado actual, así como ciertas variables que serán necesarias para la realización del estudio.

Posteriormente se realizará, en el *Capítulo 3*, un análisis del potencial eólico de España, con el objetivo de definir la localización en la que se busca realizar la instalación de la turbina eólica. En función de las características del viento obtenidas en este apartado, se seleccionará el aerogenerador más apropiado en el *Capítulo 4*, siguiendo las recomendaciones de la Norma UNE-EN-61400.

En el *Capítulo 5*, también con el apoyo de la Norma, se definirán las cargas que actuarán sobre la estructura, se realizarán las simplificaciones pertinentes para facilitar el estudio y se definirán los límites de las dimensiones de la torre, de acuerdo a las características de la turbina seleccionada y a los límites de las carreteras públicas españolas.

Conocidas las hipótesis de diseño, se procederá a realizar, mediante métodos analíticos el análisis de la estructura entre los *Capítulos 6 y 10*. En este orden, los apartados consistirán en el estudio de: el estado límite terminante, pandeo, fatiga y resonancia. Los resultados obtenidos en estos apartados servirán además como punto de partida para realizar un predimensionado de la estructura. En el *Capítulo 7* relativo al pandeo, se utilizará, además de la Norma UNE-EN-

61400, el Código Técnico de la Edificación para evaluar su aplicabilidad a este tipo de estructuras.

En el *Capítulo 11* se realizará el dimensionado final de la estructura, utilizando para ello el método de los elementos finitos. Se realizarán los mismos análisis que en los capítulos anteriores.

Por último, en el *Capítulo 12* se realizará el estudio socio-económico, en el que se calcularán los costes de la torre y del aerogenerador y se analizará el impacto de la instalación en el lugar elegido, referido esto último a la cantidad de energía producida y al ahorro de combustible y emisiones.

1. Energías renovables

La energía puede definirse como la capacidad potencial que poseen los cuerpos para producir algún cambio mediante la producción de trabajo o de calor.

Desde sus comienzos, el ser humano ha buscado formas de utilizar la energía a partir de los recursos presentes en la naturaleza. En la Prehistoria, se utilizaba la energía química de la madera de los árboles para hacer fuego. En la Edad Antigua, comenzaron a usarse los molinos para moler el grano, aprovechando la energía cinética del agua y del viento.

A partir de la revolución industrial que tuvo lugar en los siglos XVIII y XIX, la sociedad ha experimentado una gran cantidad de cambios debidos principalmente a los avances tecnológicos, lo que ha contribuido a mejorar el nivel de vida del ser humano. Sin embargo, estos avances requieren un consumo continuo de energía, que se obtiene principalmente a partir de los combustibles fósiles. El principal problema es que estos combustibles son una fuente de energía no renovable y cuyo uso masivo supone una gran cantidad de emisiones atmosféricas, lo que contribuye a la aparición del conocido como efecto invernadero.

A finales del siglo XX comenzaron a surgir nuevos métodos para aprovechar la energía procedente de otros recursos naturales como, al igual que se hacía en la antigüedad, de los movimientos del aire y del agua, pero adaptándose a las necesidades actuales. Fue así como surgieron las energías renovables.

Las energías renovables pueden definirse como aquellas cuya fuente de energía puede considerarse inagotable, bien porque posee una gran cantidad de energía disponible, o bien porque se regeneran a una mayor velocidad de a la que se consumen. Existen numerosos tipos de energías renovables, siendo los más utilizados los siguientes:

- Energía solar
- Energía hidráulica
- Energía mareomotriz
- Biomasa
- Energía eólica

Actualmente, las energías renovables están tomando un mayor papel en la producción de electricidad en nuestro país. Su contribución al total de energía eléctrica producida en España en el año 2015 se puede observar en la *figura 1.1*.

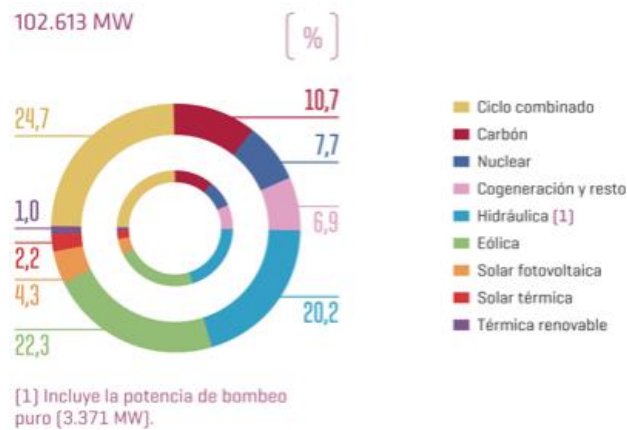


Figura 1.1. Porcentaje de energía producida según su fuente en España en 2015

1.1. Energía solar

La energía solar es aquella que utiliza la radiación electromagnética que llega a la Tierra procedente del Sol. Sin embargo, no toda la radiación solar que incide sobre la última capa de la atmósfera llega a la superficie de la Tierra.

A medida que atraviesa la atmósfera, esta interacciona con diversos elementos que se encuentren en ella (agua, ozono o polvo en suspensión), afectando a la forma en la que llega a la superficie, tal como se aprecia en la [figura 1.2](#). De esta forma, la radiación solar puede dividirse en:

- **Radiación directa:** es la que llega directamente del Sol, sin ser obstaculizada por ningún elemento en su camino.
- **Radiación difusa:** la que llega después de haber chocado con algún elemento de la atmósfera.
- **Radiación reflejada o albedo:** aquella que es reflejada por la superficie terrestre.
- **Radiación global:** suma de la radiación directa y la difusa.

La cantidad de radiación incidente puede medirse con los siguientes instrumentos:

- **Piranómetro:** mide la radiación global o la difusa.
- **Pirheliómetro:** mide la radiación directa.
- **Pirgeómetro:** mide la radiación reflejada o albedo.



Figura 1.2. Componentes de la energía solar incidente sobre la superficie

1.1.1. Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor. Según las temperaturas alcanzadas, las instalaciones pueden clasificarse de la siguiente forma:

- Baja temperatura: no superan los 90 °C. Se utilizan para la producción de agua caliente sanitaria.
- Media temperatura: las temperaturas alcanzadas se encuentran entre 90 y 250 °C. Son utilizadas para calentar flujos industriales y para la desalinización de agua de mar.
- Alta temperatura: superan los 250 °C. Son utilizadas para producir vapor cuya energía puede utilizarse en un ciclo térmico que permita generar energía eléctrica.

Este último tipo de instalaciones se basan en la concentración de la radiación solar sobre un elemento central. Las más utilizadas son:

- Sistema de torre central receptor con heliostatos.
- Colectores cilindro-parabólicos.
- Discos parabólicos.

1.1.1.1. Sistema de torre central receptor con heliostatos

Consiste en disponer un gran número de espejos en torno a una torre de forma que los rayos solares se concentren sobre un único punto, como se puede apreciar en la [figura 1.3](#). Esto permite alcanzar temperaturas cercanas a los 1000 °C, que son utilizadas para calentar el fluido que circula por un ciclo termodinámico. Pueden llegar a alcanzar potencias de hasta 10 MW.

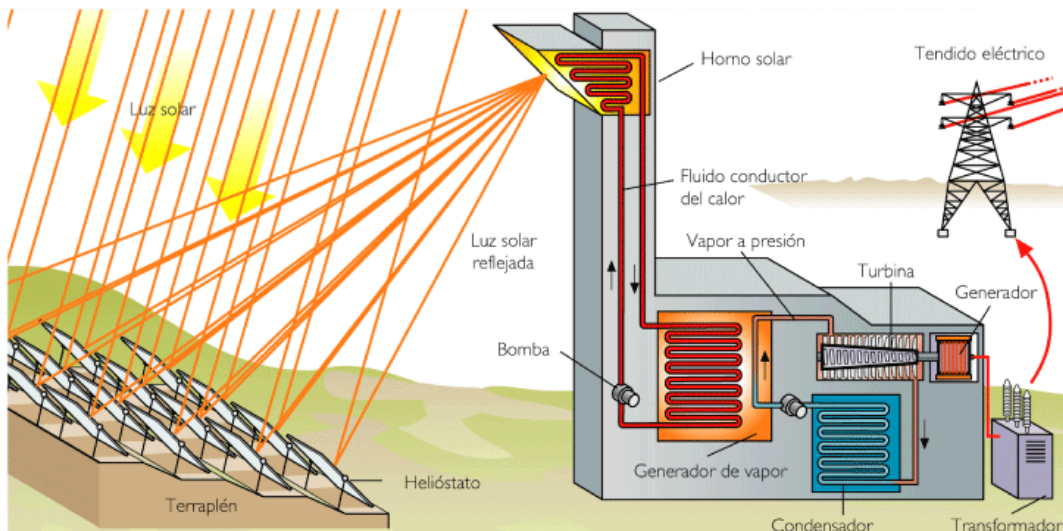


Figura 1.3. Esquema de una central solar térmica de alta temperatura

1.1.1.2. Colectores cilindro-parabólicos

En este tipo de centrales se utilizan espejos con forma cilindro-parabólica para reflejar la radiación sobre un tubo de vidrio ([figura 1.4](#)). Por el interior del tubo circula un líquido, que es calentado hasta alcanzar temperaturas de 400°C. El calor de este fluido se utiliza para producir vapor sobrecalentado, que será utilizado en un ciclo térmico para generar energía eléctrica.

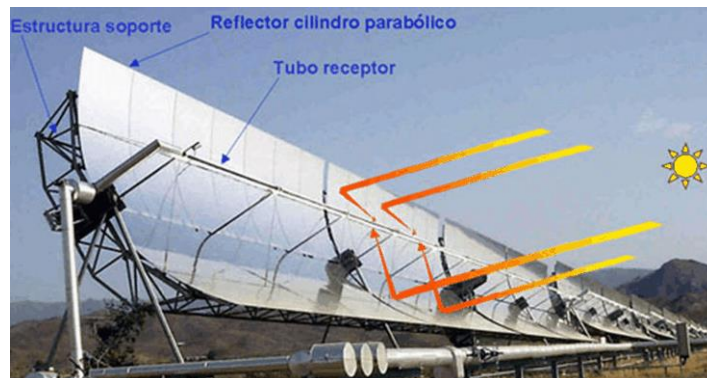


Figura 1.4. Colectores cilindro-parabólicos

1.1.1.3. Discos parabólicos

Son sistemas que concentran los rayos solares sobre un punto (*figura 1.5*). Sobre dicho punto se instala el receptor solar, al que se pueden acoplar un motor Stirling de combustión externa o una microturbina. El fluido que se encuentra en el receptor llega a calentarse hasta los 750°C, lo que es aprovechado por el motor o la turbina para producir energía eléctrica.

Los sistemas pequeños tienen potencias en torno a 10kW, pudiendo los más grandes llegar a alcanzar hasta 50kW.



Figura 1.5. Discos parabólicos

1.1.2. Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se utiliza para producir electricidad de forma directa mediante el uso de células fotovoltaicas.

Se hace incidir la luz sobre unos paneles (*figura 1.6*) compuestos por un material semiconductor, de forma que cuando la luz incide sobre dicho material se genera un flujo de electrones que es aprovechado para producir electricidad.



Figura 1.6. Panel fotovoltaico

El material más utilizado para fabricar estos paneles es el silicio. Las células empleadas en los paneles (*figura 1.7*) se pueden dividir en tres categorías:

- Células de silicio monocristalino: se utilizan lingotes puros de silicio y proporcionan una mayor eficiencia.
- Células de silicio policristalino: obtenido a partir de pizas de silicio monocristalino. Son menos eficientes, pero más baratas.
- Células de silicio amorfo: fabricado mediante la deposición de capas delgadas sobre vidrio. Su rendimiento es menor que el de los dos anteriores.



Figura 1.7. Célula solar fotovoltaica

1.2. Energía hidráulica

La energía hidráulica es aquella que se obtiene aprovechando la energía cinética y potencial de los saltos de una corriente de agua con el fin de producir energía eléctrica.

Este tipo de energía puede obtenerse aprovechando mediante la construcción de una presa aprovechando un salto de agua presente en la naturaleza, como puede ser una catarata o una garganta, o creando saltos de agua artificiales. Un esquema de este último tipo se puede observar en la *figura 1.8*.

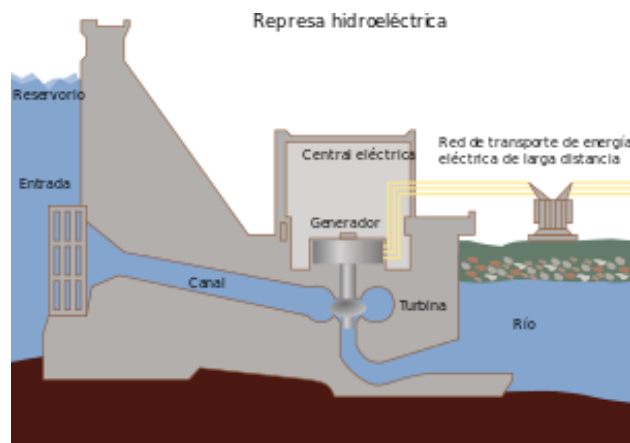


Figura 1.8. Esquema de una central hidroeléctrica

Según la potencia de la instalación, pueden clasificarse en:

- Centrales hidráulicas: son aquellas capaces de producir más de 10MW de energía eléctrica. Pueden tener un gran impacto medioambiental, pues generalmente son construcciones a gran escala que requieren modificar el cauce de un río o incluso evacuar zonas pobladas o de interés natural. Su principal ventaja es que, siempre y cuando tengan agua, son capaces producir energía en cualquier momento.
- Centrales minihidráulicas: tienen una potencia instalada menor a 10MW. La mayor parte de estas centrales son de agua fluyente, es decir, que funcionan cuando el caudal del curso del agua sobre el que se construyen alcanza unos valores mínimos y se para si el caudal es inferior.

Estas últimas tienen un menor impacto ambiental que las centrales hidráulicas, pues pueden aprovechar los cauces de ríos o de pequeños embalses, situarse en galerías de agua o instalarse en tuberías de uso urbano o agrícola que lleven agua de cotas altas a zonas de menor altitud.

1.3. Energía mareomotriz

Es la energía que se obtiene aprovechando los movimientos de agua debidos a las mareas. Las mareas son unos cambios periódicos que experimenta el nivel del mar debido a las acciones gravitatorias de la Luna y el Sol. Mediante el uso de un alternador es posible transformar el movimiento de las masas de agua en energía eléctrica.

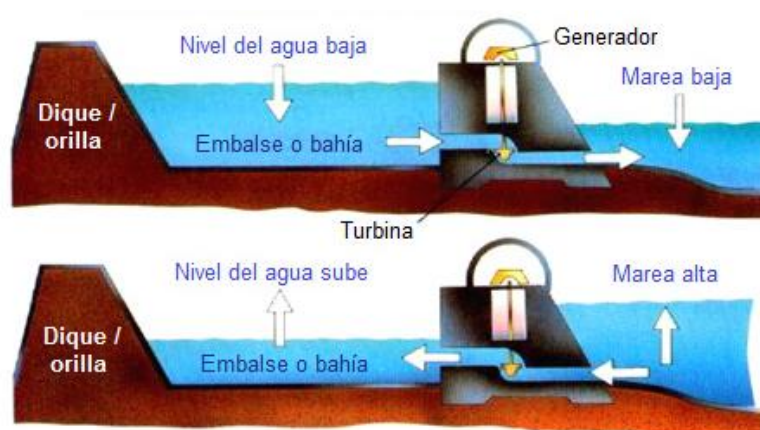


Figura 1.9. Esquema del funcionamiento de una presa mareomotriz

Actualmente esta energía se puede aprovechar de tres formas:

- Presa de marea.
- Turbinas de marea.
- Lagunas de marea.

1.3.1. Presa de marea

Consiste en la construcción de diques capaces de contener gran cantidad de agua. Sobre ellos se disponen unas compuertas que dejan pasar el agua cuando sube la marea. Una vez que la altura del interior del dique y del exterior se iguala, el dique se cierra. Cuando baja la marea se produce una diferencia de nivel entre el agua del interior del dique con la del mar. Tras esto, se abren las compuertas y se libera el agua. El movimiento del agua en ambos sentidos es aprovechado para mover un generador y producir energía eléctrica.

El principal problema que presentan es que, para que una central de este tipo sea rentable, es necesario que la diferencia entre el nivel del mar en marea alta y baja sea al menos de 5 metros, existiendo pocas localizaciones en el mundo que satisfagan este requisito, además de que estas ya se encuentran explotadas. En la *figura 1.10* se puede observar una de estas instalaciones.



Figura 1.10. Presa mareomotriz

1.3.2. Turbinas de marea

Consiste en disponer unas turbinas por debajo del nivel del mar (figura 1.11). Las corrientes generadas por las mareas producen el movimiento de las hélices de la turbina de forma similar a como el viento mueve las turbinas de los aerogeneradores.

A pesar de que su uso resulta rentable para corrientes que circulen a 1 m/s, la corrosión, la cavitación y el ensuciamiento por algas y otros organismos son las principales dificultades para la instalación de este tipo de turbinas.

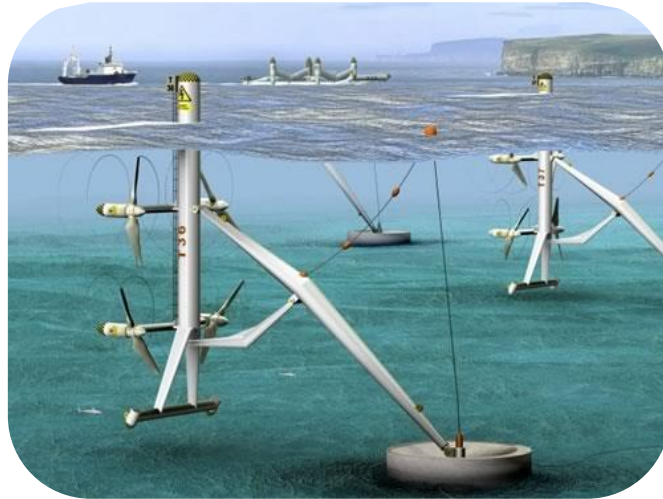


Figura 1.11. Turbinas de marea

1.3.3. Lagunas de marea

Es un sistema similar a la presa de marea. Consiste crear una estructura artificial que aísla una parte del mar, de un lago o de una laguna a la acción de las mareas (*figura 1.12*), permitiendo únicamente el paso de agua a su interior a través de unos canales donde se encuentran unas turbinas.



Figura 1.12. Laguna de marea

1.4. Biomasa y biocombustibles

La biomasa consiste en materia orgánica que puede ser utilizada como fuente de energía a partir de un proceso de transformación en un combustible. De su definición se excluyen los combustibles fósiles y sus derivados.

Puede obtenerse de varias formas:

- Biomasa natural: generalmente se trata de leña obtenida a partir de árboles que han crecido de forma natural, es decir, sin haberse cultivado. El aprovechamiento de este tipo de biomasa debe realizarse de forma controlada, pues un abuso de esta fuente de energía puede llevar a la destrucción de ecosistemas y al aumento de la desertización.
- Biomasa residual: se aprovechan los residuos de explotaciones agrícolas, forestales y ganaderas. También se incluye en este tipo de biomasa a los Residuos Sólidos Urbanos (RSU).
- Cultivos energéticos: se basa en la utilización de terrenos para cultivar vegetales de rápido crecimiento y con capacidad de rebrote después de ser cortados, con el fin de aprovecharlos para producir energía.

A partir de la biomasa, se pueden realizar un conjunto de transformaciones físicas, químicas o biológicas con el fin de obtener unos compuestos que pueden utilizarse como combustible. A estos se les conoce como biocombustibles. Pueden presentarse en tres estados:

- Biocombustibles sólidos: proceden de transformar en astillas, serrín o briquetas residuos procedentes de los sectores agrícola y forestal (como pueden ser la leña, la paja o cascara de frutos secos), que pueden ser utilizados de forma directa como combustible.
- Biocombustibles gaseosos: en esta clase destaca el biogás. Está compuesto mayormente por metano y dióxido de carbono. Puede encontrarse de forma natural en zonas en las que haya depósitos de materia orgánica, como en fondos de lagunas, presas o depuradoras.
- Biocombustibles líquidos: son utilizados para sustituir a los combustibles fósiles en los motores de combustión. Son el bioetanol, que permite sustituir de forma total o parcial la gasolina, y el biodiesel, que permite sustituir al gasóleo.

2. Energía eólica

La energía eólica es la energía cinética que contiene el viento. La forma empleada actualmente para explotar este tipo de energía es mediante unas construcciones denominadas aerogeneradores. Suelen instalarse en grupos de varios en lo que se conoce como parques eólicos. Uno de estos parques puede observarse en la *figura 2.1*.

Los aerogeneradores poseen unos elementos, denominados aspas o palas, que se encuentran conectados a un sistema mecánico. El viento produce el giro de las palas, que es transformado en un par mecánico, el cual es aprovechado para mover una turbina que permite producir energía eléctrica.

El viento es el movimiento que experimenta el aire debido a la forma en la que el Sol calienta desigualmente diferentes zonas del planeta. Se estima que el 2% del total de la energía solar es convertida en viento, aunque de este porcentaje únicamente se puede aprovechar el 5%.



Figura 2.1. Parque eólico en El Bonillo, Albacete

La capacidad eólica instalada a nivel mundial tiene una tendencia de crecimiento positiva, tendiendo a duplicarse la potencia instalada cada tres años, tal como puede observarse en la *figura 2.2*. Actualmente, más del 3% de la energía eléctrica producida a nivel mundial se obtiene a partir de la energía eólica. España es el cuarto productor de energía eólica en el mundo, por detrás de China, Estados Unidos y Alemania. El 22% de la energía eléctrica generada en 2015 en nuestro país se obtuvo a partir de la energía eólica.

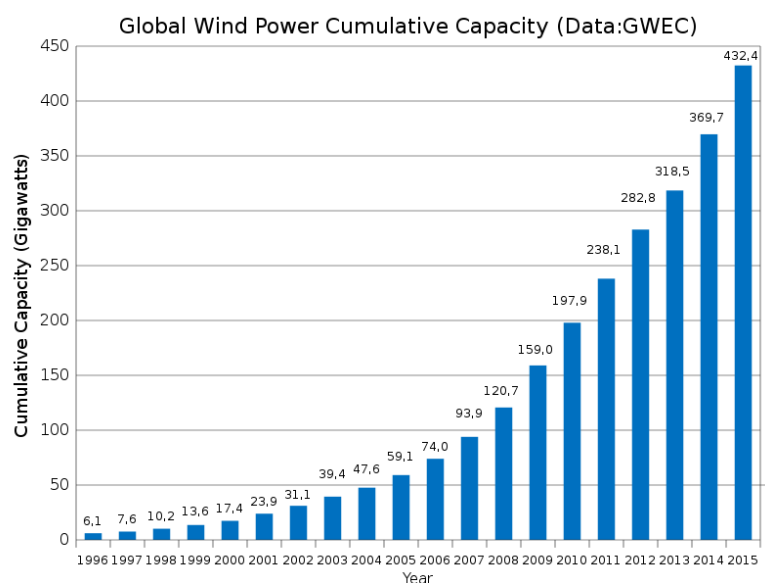


Figura 2.2. Evolución de la capacidad eólica total instalada en el mundo

2.1. Desplazamientos de masas de aire

El movimiento a nivel global de las masas de aire se debe principalmente a tres fenómenos:

- Incidencia de la radiación solar.
- Efecto Coriolis.
- Diferencias en la presión atmosférica.

2.2.1. Radiación solar

Debido a que la Tierra es un cuerpo esférico, la radiación solar incide de forma diferente en función de la latitud. Esto provoca que el aire de las diferentes zonas se caliente de forma distinta (*figura 2.3*), produciéndose como consecuencia la aparición de corrientes de aire que circulan entre el ecuador y los polos.

El aire caliente disminuye su densidad, se vuelve más ligero y tiende a ascender, mientras que el aire frío es más pesado y desciende ocupando el espacio que deja el aire caliente. Este efecto se hace más evidente en zonas cercanas a la costa: durante el día, la tierra firme se calienta de forma más rápida que el agua, y por lo tanto también lo hace el aire situado sobre ella, produciéndose así las brisas marinas. Por la noche ocurre algo similar, pues el aire situado sobre tierra firme se enfría más rápidamente, creándose así corrientes en sentido opuesto.

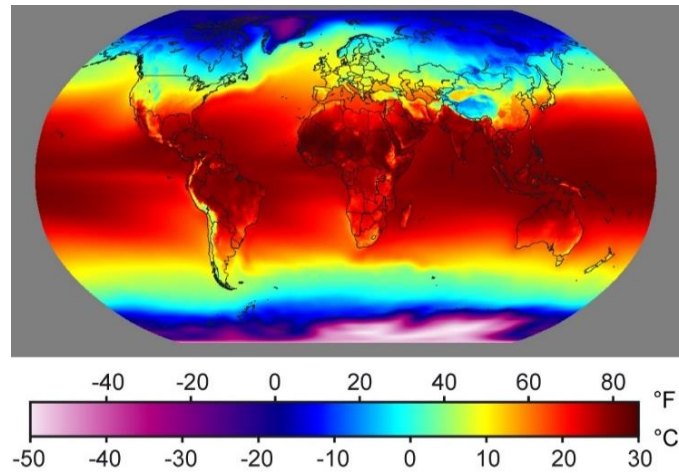


Figura 2.3. Temperatura media de la superficie por latitud

2.2.2 Efecto Coriolis

El efecto Coriolis es un fenómeno que experimentan los cuerpos que se mueven sobre un sistema de referencia que se encuentra en rotación. Este efecto curva la trayectoria de los cuerpos hacia la derecha si se encuentran en el hemisferio norte, y hacia la izquierda si se encuentran en el hemisferio sur.

Como se ha podido observar en la [figura 2.3](#), la mayor parte de la radiación solar incide sobre las zonas cercanas al ecuador, haciendo que la temperatura del aire sea mayor en esta zona que en los polos. Si la Tierra no rotase sobre sí misma, el aire se desplazaría entre estas dos zonas siguiendo un movimiento circular. Sin embargo, el efecto Coriolis altera la trayectoria de las corrientes de aire como se puede observar en la [figura 2.4](#).

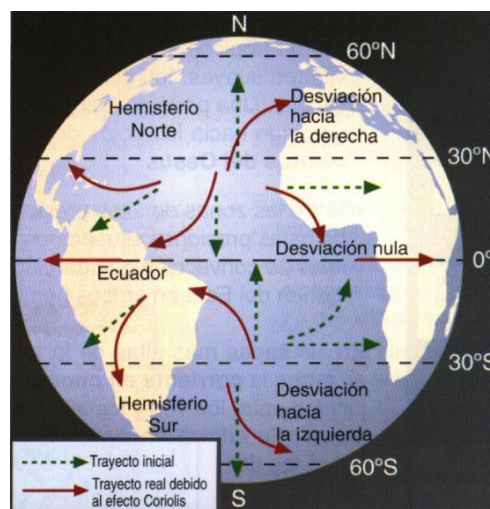


Figura 2.4. Influencia del efecto Coriolis sobre la trayectoria del viento

2.2.3 Presión atmosférica

La diferencia de presiones en la atmosfera produce que el aire, como cualquier gas, se desplace de las zonas de altas presiones hacia las de bajas presiones.

Cuando el aire está frío, este desciende y provoca un aumento de la presión. Se forma lo que se conoce como anticiclón, que produce una ausencia de viento o calma, debido a que el aire frío desciende de forma circular lentamente. Por el contrario, el aire caliente tiende a ascender provocando zonas de baja presión conocidas como borrascas, asociadas con vientos más fuertes. Ambos fenómenos son representados visualmente en la *figura 2.5*.

Sin embargo, cuando se encuentran un anticiclón y una borrasca, debido a la diferencia de densidades, el aire cálido no se mezcla de forma inmediata con el frío. Esto da lugar a lo conocido como frentes, que generan inestabilidad atmosférica y suelen ir acompañados de precipitaciones.

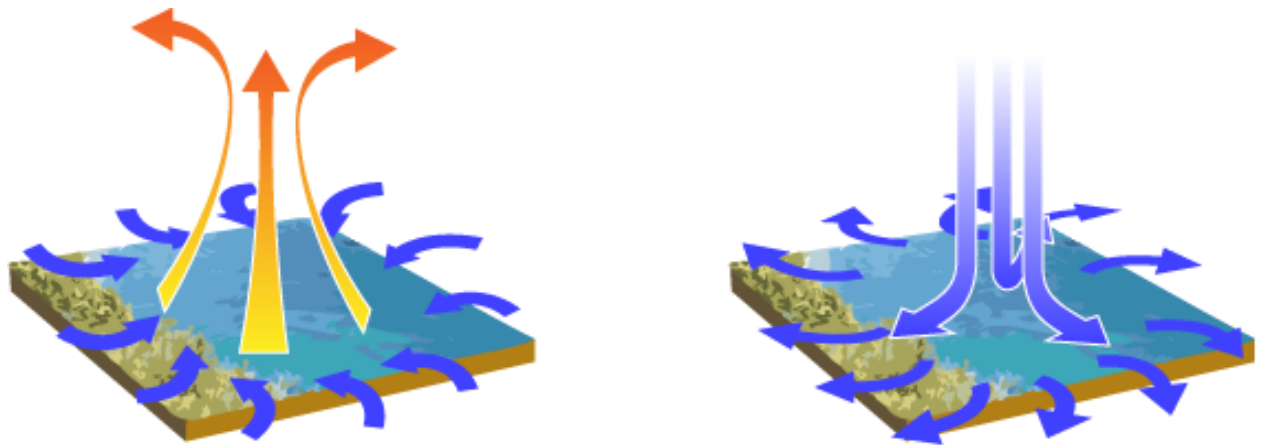


Figura 2.5. Representación gráfica de un ciclón o borrasca (izquierda) y un anticiclón (derecha)

2.3. Velocidad del viento

Independientemente de los fenómenos que lo causan, la velocidad del viento tiende a aumentar con la altura. Esto se debe a que el movimiento del aire se ve dificultado por las asperezas que puede presentar la superficie del terreno, como pueden ser rocas, árboles o edificios, por lo que la forma que adquiere el perfil de velocidades será diferente en una ciudad, en campo abierto o en la costa, como se puede ver en la *figura 2.6*.

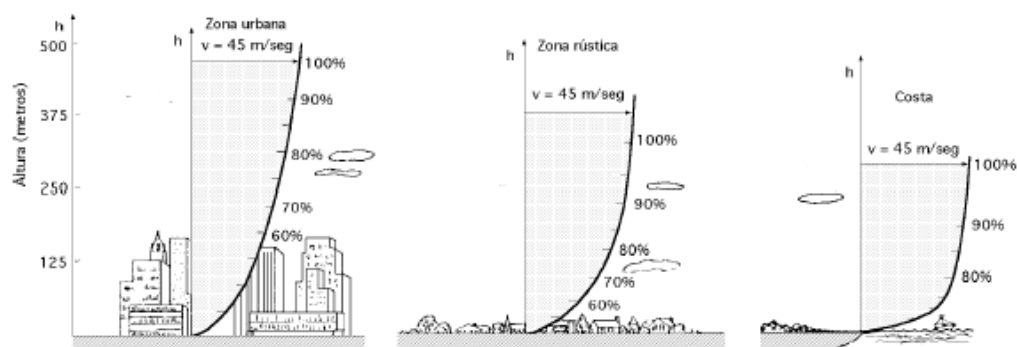


Figura 2.6. Distribución de la velocidad del viento en función de la altura

Para calcular la velocidad del viento a una determinada altura se utiliza el método de la Ley de Potencia. Esto es debido a que los aparatos que se utilizan para medir la velocidad del viento suelen instalarse a unos 10 o 20 metros del suelo, siendo complicado conocer la velocidad del viento a alturas más elevadas. La Ley de Potencia consiste en la siguiente ecuación:

$$\frac{V}{V_r} = \left(\frac{H}{H_r} \right)^{Sf} \quad (1)$$

Donde:

- V es la velocidad del viento a la altura a la que se quiere calcular;
- H es la altura a la que se busca conocer la velocidad del viento;
- V_r es la velocidad del viento a la altura de referencia;
- H_r es la altura de referencia y
- Sf el factor de rugosidad, cuyo valor puede obtenerse de la [tabla 2.1](#) en función del tipo de superficie.

Tabla 2.1. Valor del factor de rugosidad según el tipo de superficie.

Tipo de superficie	Exponente del factor de corte
Hielo	0,07
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0,10
Césped	0,15
Terrenos de cultivo, setos o vallas y arbustos	0,20
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0,30
Ciudades con edificios altos	0,40

2.4. Energía del viento

La energía que se puede aprovechar a partir del viento utilizando un aerogenerador dependerá de la velocidad del viento, de la densidad del aire y del tamaño y forma de las palas.

La energía cinética de cualquier cuerpo se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 [J] \quad (2)$$

Donde:

- m es la masa del cuerpo y
- v la velocidad del cuerpo.

La masa del aire podrá obtenerse de la siguiente forma:

$$m = \rho \cdot A \cdot v [kg/s] \quad (3)$$

Donde:

- ρ es la densidad del aire y
- A es el área atravesada por el aire.

Si se sustituye (3) en (2) se obtiene la ecuación que determina la potencia (energía por unidad de tiempo):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 [W] \quad (4)$$

En esta última ecuación se puede observar que la potencia que se puede obtener a partir del viento depende de la densidad del aire, del área por donde este pasa y de su velocidad al cubo.

La velocidad del viento se podrá obtener a partir de la Ley de Potencia explicada en el apartado anterior. El área dependerá del tamaño y forma de las palas del aerogenerador. La densidad del aire podrá obtenerse en función de la altura y de la temperatura a partir de la ecuación de los gases ideales:

$$\rho = \frac{p}{RT}$$

Donde:

- p es la presión del aire;
- R es la constante de los gases = 287,04 J/kgK y
- T la temperatura del aire en Kelvin.

2.5. Aerogeneradores

La primera vez que se utilizó la energía eólica como fuente de energía fue en el año 3000 a.C. en Egipto, cuando se crearon las primeras embarcaciones de vela.

Más tarde, en el siglo VII, aparecieron los primeros molinos de viento en Persia, Irak, Egipto y China. Se trataba de máquinas con un rotor vertical en el que se disponían seis u ocho velas de tela con el fin de aprovechar el movimiento del aire para moler grano o bombear agua. Estos molinos llegaron a Europa en torno al siglo XII (*figura 2.7*). Con la llegada de la Revolución Industrial en el siglo XVIII, estos molinos fueron reemplazados por máquinas de vapor.



Figura 2.7. Molinos de viento en Consuegra, Toledo.

El concepto del aerogenerador actual fue creado por Lord Kelvin en el año 1802. Se le ocurrió la idea de conectar a las máquinas eólicas un aparato que pudiera transformar el movimiento de los molinos en electricidad. Sin embargo, este concepto no se pudo aplicar hasta 1850 con la invención de la dinamo.

El primer aerogenerador fue fabricado en 1888 de la mano de Charles F. Brush (*figura 2.8*), que logró llevar a la realidad la idea de Lord Kelvin. A partir de ese momento creció el interés por desarrollar esta tecnología, siendo Dinamarca el primer país que creó una máquina diseñada específicamente para transformar la energía eólica en energía eléctrica. A lo largo del siglo XX se realizaron grandes innovaciones tecnológicas hasta llegar al diseño del aerogenerador actual.



Figura 2.8. Aerogeneradores de prueba de Poul la Cour. Dinamarca, 1897

2.5.1. Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden clasificarse en dos categorías en función de cómo esté dispuesto el eje de giro de las palas. De esta forma, se puede distinguir entre:

- Aerogeneradores de eje vertical.
- Aerogeneradores de eje horizontal.

El uso de aerogeneradores de eje vertical presenta las siguientes ventajas:

- No necesitan un sistema de orientación según la dirección del viento
- El generador no necesita situarse a elevada altura, y puede instalarse sobre el suelo.
- Pueden situarse más cerca entre ellos que los de eje horizontal, pues no producen un efecto de frenado.
- Producen menos ruido.
- La instalación es más sencilla.
- Tienen un menor impacto visual y suponen un menor peligro para las aves.

A pesar de ello, son utilizados únicamente en caso de plantas de baja potencia. Esto se debe a los siguientes motivos:

- Su eficiencia es de un 50% menor que la de los aerogeneradores de eje horizontal.
- Tienen limitaciones en cuanto a la altura a la que se pueden construir. Esto hace que trabajen con velocidades del viento más bajas, lo que conlleva una menor producción de energía.
- El mantenimiento en los aerogeneradores de eje vertical es más complejo. Por ejemplo, si se desea sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar toda la máquina.

2.5.1.1. Aerogeneradores de eje vertical

Como se ha mencionado anteriormente, este tipo de aerogeneradores puede situarse a distancias cercanas al suelo y no requiere de un sistema de orientación. Sin embargo, la producción de energía eléctrica es menor.

Existen tres variantes principales de este tipo de aerogeneradores: Savonius, Darrieus y Giromill.

2.5.1.1.1. Aerogeneradores tipo Savonius

Los aerogeneradores tipo Savonius fueron inventados en 1922 por Sigurd J. Savonius. El modelo más sencillo consiste en dos cilindros huecos que están desplazados con respecto a su eje, aunque existen modelos más complejos, como el de aspas dispuestas en forma helicoidal (*figura 2.9*). El funcionamiento se basa en hacer que el aire incida sobre la superficie de los cilindros. La parte cóncava ofrecerá una mayor resistencia al aire que la parte convexa, produciéndose así el giro del rotor (*figura 2.10*).



Figura 2.9. Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius helicoidal

Este tipo de aerogeneradores tienen un bajo coste y son fáciles de construir. Sin embargo, ofrecen una elevada resistencia al viento, por lo que sus velocidades de giro son bajas. Esto hace que sea necesario utilizar multiplicadores de velocidad para poder generar energía eléctrica, lo cual conlleva pérdidas mecánicas que reducen su eficiencia. Por este motivo, suelen emplearse para aplicaciones mecánicas, como bombeo de agua o como extractores de gases.

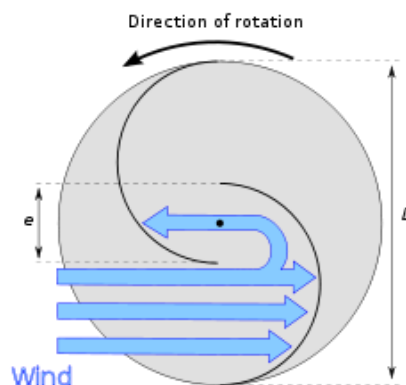


Figura 2.10. Esquema del funcionamiento de un aerogenerador tipo Savonius

2.5.1.1.2. Aerogeneradores tipo Darrieus

Este tipo de turbinas eólicas fueron patentadas por Georges Darrieus en 1931. El diseño consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, sobre el que se disponen dos o tres palas delgadas en forma de semicírculo o parábola unidas a los extremos (*figura 2.11*). Permiten alcanzar velocidades mayores que los aerogeneradores tipo Savonius y funcionan con velocidades de viento bajas (2 m/s). Presentan como inconveniente que deben ser puestos en marcha por un sistema externo.



Figura 2.11. Aerogenerador tipo Darrieus

2.5.1.1.3. Aerogeneradores tipo Giromill

Se trata de una modificación del modelo Darrieus. Consiste en disponer varias palas en posición vertical unidas a un eje central. Son utilizadas generalmente para producir electricidad con fines domésticos.



Figura 2.12. Aerogenerador tipo Giromill.

2.5.1.2. Aerogeneradores de eje horizontal

Este tipo de aerogeneradores son los más comunes. Su diseño se basa en disponer un número determinado de palas en torno a un eje horizontal orientadas según la dirección del viento. El viento produce, por fuerzas de sustentación o de resistencia, el movimiento de las palas.

Su principal ventaja es que pueden ser colocados a elevadas alturas, aprovechando el crecimiento de la velocidad del viento con la altitud. Esto hace que sean capaces de generar una mayor potencia, por lo que se utilizan para generar energía eléctrica a escala industrial.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores de eje horizontal. Para clasificarlos pueden utilizarse dos criterios: según la orientación de las palas y según el número de palas.

2.5.1.2.1. Según la orientación de las palas frente al viento

2.5.1.2.1.1. Aerogeneradores con rotor a barlovento

El rotor se encuentra colocado de cara al viento, es decir, el viento atraviesa el rotor antes de llegar a la torre, de manera que no se dificulta el paso del aire. A pesar de ello, aunque la torre sea redonda y lisa, el viento comienza a desviarse antes de alcanzarla, lo que se traduce en una ligera pérdida de potencia cada vez que una de las palas pasa paralela por la torre.

Estas desviaciones hacen que los rotores deban ser rígidos y estar situados a una distancia de la torre mayor que en los rotores a sotavento, además de que debe instalarse un sistema de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

2.5.1.2.1.2. Aerogeneradores con rotor a sotavento

En este tipo de aerogeneradores, el rotor se encuentra colocado en sentido opuesto al viento y es atravesado por el aire después de que este haya pasado por el soporte. Cuando las palas pasan por detrás de la torre se produce una disminución de la potencia mayor que en las turbinas a barlovento. Sin embargo, poseen la ventaja de poder instalarse sin un mecanismo de orientación. Esto se puede conseguir haciendo que la góndola gire de forma pasiva según la fuerza ejercida por el viento o mediante la utilización de palas flexibles que se curven cuando las velocidades del viento sean elevadas.

A pesar de esta ventaja, las fluctuaciones de fuerzas que experimenta la estructura cuando las palas pasan por detrás de la torre suponen la aparición de efectos de fatiga.

Las diferencias entre ambos modos de orientación se pueden apreciar en el esquema que aparece en la *figura 2.13*.

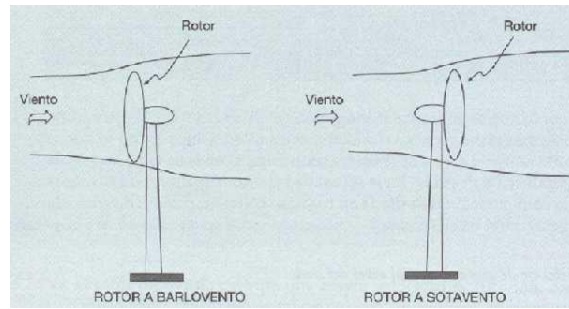


Figura 2.13. Esquema de un aerogenerador con rotor a barlovento (izquierda) y a sotavento (derecha)

2.5.1.2.2. Según el número de palas

Se puede distinguir entre aerogeneradores multipala, también conocidos como aerogeneradores lentos, y aerogeneradores rápidos, en entre los que se puede distinguir entre monopala, bipala y tripala.

Los aerogeneradores rápidos tienen un menor número de palas y son mucho más ligeros que los aerogeneradores multipala. Esto permite colocar el buje a alturas más elevadas y disponer de aspas con una mayor longitud, abarcando así un área mayor.

Como se ha observado en el *Apartado 2.3*, la potencia que es capaz de obtener un aerogenerador depende principalmente de la velocidad del aire (que aumenta con la altura) y del área que abarcan las palas. Por lo tanto, se puede deducir que este tipo de turbinas eólicas aprovecharán una mayor parte de la energía del viento y serán más eficientes para grandes instalaciones de producción de electricidad.

2.5.1.2.2.1. Aerogeneradores lentos o multipala

Mientras que los aerogeneradores rápidos trabajan a sustentación, estos funcionan a resistencia frente al viento. Esto conlleva que generen menos potencia por unidad de peso que los aerogeneradores rápidos, por lo que no son eficientes para grandes instalaciones.

Suelen disponer de un número de palas de entre 18 y 24, y pueden trabajar con velocidades de viento más bajas. Son utilizados generalmente para bombear agua o para producir electricidad a escala doméstica. La forma de estos aerogeneradores se puede observar en la figura 2.14.



Figura 2.14. Aerogenerador multipala

2.5.1.2.2.2. Rotor monopala

Si se instala una única pala, se obtienen generadores con un menor coste frente a los bipala y tripala. Sin embargo, presentan el inconveniente de que necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma cantidad de energía. Esto provoca que el eje tenga que soportar unos mayores esfuerzos, además de contribuir a la generación de ruido. Además, necesitan disponer de un contrapeso en el buje en el lado opuesto a la pala para garantizar el equilibrio. La forma de estos aerogeneradores se puede ver en la figura 2.15.



Figura 2.15. Aerogenerador monopala

2.5.1.2.2.3. Rotor bipala

Tienen un menor coste que los de tres palas, pero, al igual que los monopala, necesitan unas mayores velocidades de giro para producir la misma cantidad de energía por lo que presentan los mismos inconvenientes.

Tanto el rotor monopala como el bipala (*figura 2.16*) necesitan disponer de un buje oscilante, es decir, capaz de inclinarse, con el objetivo de evitar sacudidas en la turbina cada vez que las palas pasan por la torre.



Figura 2.16. Aerogenerador bipala

2.5.1.2.2.4. Rotor de tres palas

La mayor parte de los aerogeneradores utilizados en grandes instalaciones se equipan con un rotor tripala (*figura 2.17*). Esto se debe a que tienen un rendimiento un 4% superior a los bipala, y un 14,4 % superior con respecto a los monopala.

Suelen instalarse con el rotor a barlovento y con un conjunto de sistemas de orientación que permitan colocar las palas en perpendicular a la dirección del aire.



Figura 2.17. Aerogenerador de tres palas

2.6. Componentes de un aerogenerador

Los elementos que componen un aerogenerador de eje horizontal son la góndola, la torre y la cimentación:

2.6.1. Góndola

Es el elemento situado en la parte superior de la torre. Un esquema de sus componentes se puede ver en la *figura 2.18*. En su interior se encuentra todo el sistema mecánico utilizado para producir electricidad. Además de la carcasa que contiene a todos los elementos, está formada por:

- Rotor: está compuesto por el conjunto de las palas y el buje. En el caso de las turbinas de tres palas, el buje es un elemento fijo que no admite inclinaciones. Transmite su giro a la caja de cambios mediante el eje de baja velocidad. Las palas suelen estar fabricadas de poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Estas pueden medir desde 1 hasta 100 metros.
- Freno: es un elemento utilizado para reducir la velocidad del rotor e incluso para detenerlo en el caso de que la velocidad del viento sea muy elevada, con el fin de evitar sobrecargas en el generador y exceso de fuerzas centrífugas en las palas.
- Caja de cambios o multiplicador: es un conjunto de engranajes utilizado para aumentar la velocidad de giro transmitida por el eje de baja velocidad, de forma que se adapte a las necesidades del generador.
- Generador: se encarga de transformar la energía mecánica obtenida a partir del giro del rotor en energía eléctrica. Pueden ser síncronos o asíncronos.
- Anemómetro y veleta: son dos elementos utilizados para conocer la velocidad del viento y su dirección, respectivamente.
- Controlador: se trata de un sistema electrónico utilizado para monitorizar todas las variables de funcionamiento del aerogenerador.
- Sistema de orientación: se encuentra en la zona inferior de la góndola y está en contacto con la torre. Se encarga de girar el conjunto de forma que el rotor el eje del rotor se sitúe paralelo a la dirección del viento.
- Sistemas de cambio de paso y control de velocidad de las palas: utilizados para regular el ángulo de ataque de las palas y la velocidad de giro, con el objetivo de proteger a los sistemas de transmisión del par, evitar esfuerzos centrífugos excesivos y mantener el régimen de giro dentro del rango de revoluciones del generador eléctrico.

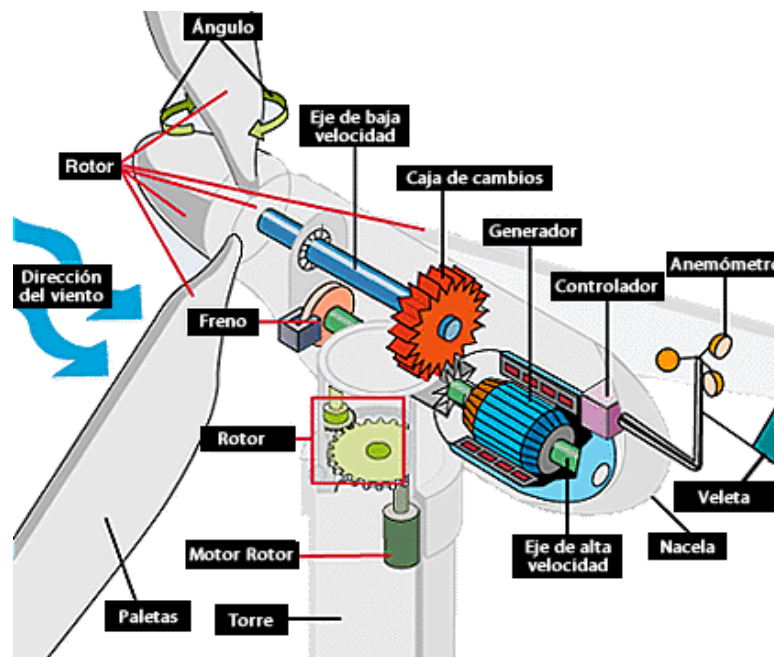


Figura 2.18. Esquema de la góndola de un aerogenerador de eje horizontal

2.6.2. Torre

Es el elemento estructural que soporta todo el peso del aerogenerador y las fuerzas ejercidas por el viento. Según como sean construidas, pueden ser de dos tipos:

- **Torres en celosía:** consiste en disponer una estructura metálica a partir de perfiles de acero soldados (*figura 2.19*). Son más baratas que las torres tubulares, pues se necesita menos material para construirlas. Este tipo de torres han sido progresivamente sustituidas por las torres tubulares, debido a que las tareas de mantenimiento son más complicadas y a que tienen un mayor impacto visual a distancias cercanas.



Figura 2.19. Aerogenerador con torre en celosía.

- Torres tubulares: son las torres más utilizadas actualmente. Tienen forma cilíndrica o cónica y están elaboradas a partir de un único elemento o de segmentos más pequeños para las torres más altas (*figura 2.20*). Pueden ser de hormigón o de acero. Si son de elevada altura, en su interior suele incorporarse un ascensor.



Figura 2.20. Montaje de una torre tubular de acero

2.6.3. Cimentación

Es el elemento que actúa como soporte del aerogenerador. Suele tratarse de una zapata de hormigón con forma cuadrada, hexagonal o circular, que permite transmitir al suelo las cargas que va a soportar la estructura. En la *figura 2.21* se puede ver la forma que presentan estas estructuras.

Las cimentaciones suelen ser poco profundas y de gran superficie. En el caso de que se considere que la rigidez del terreno es adecuada, se utilizará un tipo de cimentación conocido como convencional. Esto ocurre para casos en los que el terreno es lo suficientemente compacto y soporta unas tensiones superiores a unos 30 N/cm^2 . Este método consiste en disponer la zapata de hormigón y anclar la torre a ella mediante un tubo embebido o un sistema de anclaje mediante conectores de acero.



Figura 2.21. Cimentación de un aerogenerador

2.7. Ventajas y desventajas de la energía eólica

Una vez conocida en detalle la energía eólica, se pueden deducir qué ventajas e inconvenientes se conlleva su uso:

Ventajas

- Es una energía inagotable y limpia. Permite la producción de electricidad sin que sea necesario la quema de un combustible.
- No afecta a las características del suelo ni a las propiedades del agua, por lo que no altera sus posibles usos ganaderos o agrícolas.
- Permite dar uso a las zonas áridas.
- Genera empleo a nivel local, aumentando la riqueza de la zona.
- Permite el autoabastecimiento, contribuyendo a evitar la necesidad de importar energía del exterior.
- Los aerogeneradores pueden ser instalados en zonas aisladas que no estén conectadas a la red eléctrica
- Se elimina la contaminación producida en su transporte: en otros casos como el petróleo o el gas natural, es necesario transportarlos al punto en el que se van a utilizar.
- Su coste es bajo, por lo que su rentabilidad es similar a la que se obtiene a partir de los combustibles fósiles.

Desventajas

- La fuerza del viento es variable, haciendo que la producción no sea constante.
- La instalación de parques eólicos requiere grandes superficies de terreno.
- Alteran el paisaje.
- Producen ruido que, al ser de naturaleza aerodinámica, presenta problemas para ser reducido
- Pueden suponer un peligro para las aves y murciélagos.
- Los cables de alta tensión son más cuatro veces más gruesos que los convencionales.

3. Emplazamiento

En este capítulo se va a determinar el lugar en el cual se va a realizar la instalación del aerogenerador. Para ello se tendrán en cuenta aquellas zonas en las que no haya instalado ningún parque eólico, aunque la velocidad del viento no sea la más alta. Para simplificar la búsqueda, se van a considerar únicamente emplazamientos dentro del territorio español.

Una vez que se haya determinado el lugar en el que se va a instalar el aerogenerador, se tendrán los datos suficientes relativos al viento para comenzar con el dimensionado de la torre.

Si se observa la distribución de los parques eólicos en España (*figura 3.1*), se puede comprobar que, en Extremadura y en la Comunidad de Madrid no hay instalado ningún aerogenerador perteneciente a la red eléctrica. Si se observa la *figura 3.2*, se puede deducir que esto es debido a que la velocidad del viento es inferior si se compara a otros puntos de la Península.

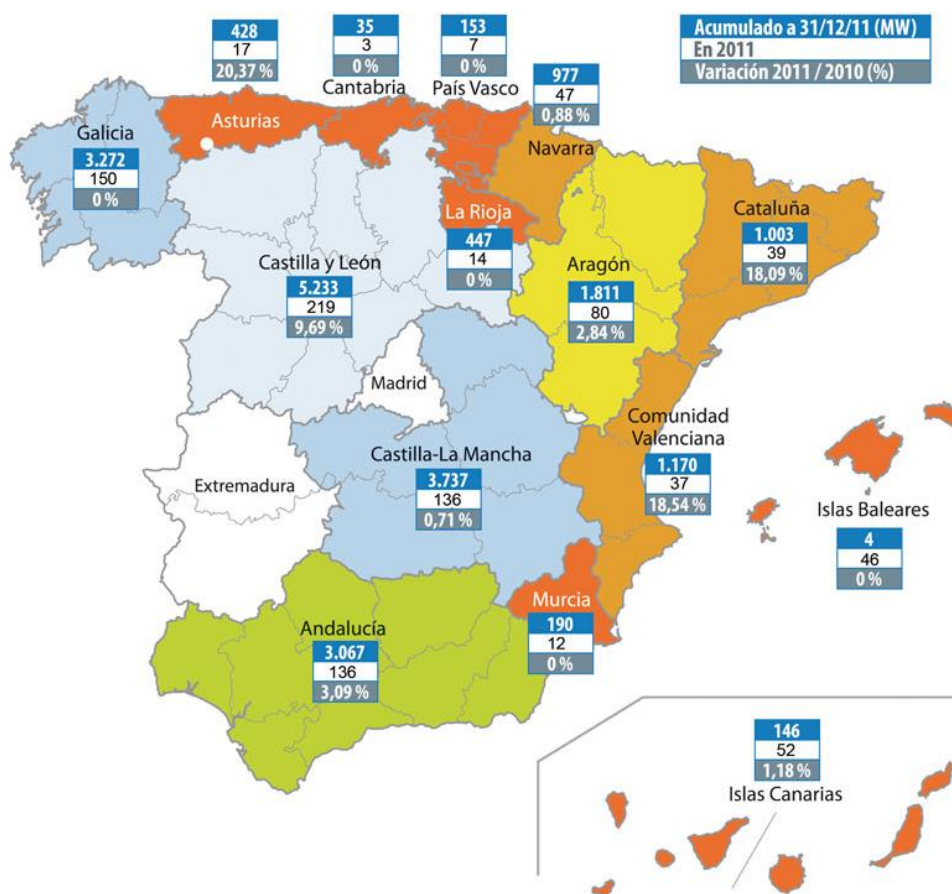


Figura 3.1. Potencia eólica y número de parques eólicos instalados en 2011 y variación con respecto a 2010

A pesar de ello, se va a intentar buscar una localización apropiada para la instalación de turbinas eólicas en estas Comunidades. Para ello, se va a acceder a la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En esta página se proporcionan diversos mapas que reflejan el potencial eólico en todas las localidades del territorio español.

Para facilitar la búsqueda, se observa primero un mapa (*figura 3.2*) en el cual se indican las zonas con un mayor potencial eólico (velocidad del viento mayor a 6 m/s a 80 m de altura). En dicho mapa se muestra que en Madrid prácticamente no hay zonas de este tipo. Sin embargo, en Extremadura, en la zona al norte, noreste y noroeste de Cáceres sí que existen zonas en las que el viento sopla con suficiente intensidad.



Figura 3.2. Mapa eólico de España. Se indican únicamente las localizaciones con una velocidad del viento mayor a 6m/s.

Una vez limitada la zona a estudiar, se puede acceder a la aplicación que proporciona el IDAE. Esta aplicación permite conocer ciertos parámetros relacionados con el viento de la zona que se quiere estudiar. Navegando por las distintas zonas del mapa, se observa que, en el sur de la

localidad de Plasencia (situada al noreste de la ciudad de Cáceres), la velocidad media del viento es apropiada para la instalación de aerogeneradores (*figura 3.3*).



Figura 3.3. Potencial eólico de los territorios cercanos a Plasencia. El verde indica zonas con menor potencial eólico y el morado aquellas en las que el potencial es mayor

Una vez elegida la localización, falta indicar a la aplicación que muestre la información relativa al viento en esta zona, lo cual se puede ver en la *tabla 3.1*. En dicha tabla se muestra la velocidad media del viento en cada dirección y el porcentaje de tiempo que el viento sopla en cada una. También se indica el porcentaje de potencia con respecto al total que se podría obtener orientando el rotor en cada dirección, así como las constantes de la función de Weibull que permiten obtener la distribución de probabilidad de velocidades y su valor medio.

Para conocer la velocidad del viento a la altura a la que se vaya a situar el rotor, bastará con utilizar la Ley de Potencia.

Por último, se ha de comprobar que la topografía del terreno posibilita la instalación de aerogeneradores (no se trata de un acantilado o una zona pantanosa) y que la zona no es un espacio protegido. Para este caso se ha determinado que se cumplen ambas condiciones.

Tabla 3.1. Características del viento en la localidad de Plasencia

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	8,95	8,771	9,34	9,642	2,441
NNE	7,02	8,536	6,9	9,457	2,438
NE	2,85	5,076	0,7	5,731	2,13
ENE	2,26	4,413	0,42	5,21	2,095
E	10,79	9,942	22,68	11,505	2,001
ESE	18,29	9,481	28,04	10,737	2,244
SE	4,86	5,592	1,71	6,322	1,982
SSE	3,18	5,139	1,18	6,004	1,686
S	3,02	6,365	2,04	7,205	1,628
SSW	3,16	6,881	2,64	7,647	1,59
SW	4,08	6,779	3,19	7,726	1,698
WSW	7,74	7,669	6,67	8,733	2,135
W	8,83	7,427	6,99	8,512	2,155
WNW	5,1	6,217	2,24	7,126	2,306
NW	4,27	6,459	1,95	7,09	2,15
NNW	5,61	7,334	3,3	8,035	2,532

4. Selección del aerogenerador

Debido a las ventajas que estos presentan frente a los demás tipos, en el presente trabajo se va a realizar el dimensionado de la torre de un aerogenerador de eje horizontal de tres palas. Para saber cómo va a ser la torre, es preciso conocer las características del viento de la zona en la que se va a realizar la instalación y el tipo de góndola que va a instalarse en la parte superior.

Los datos del viento se podrán obtener a partir del estudio realizado en el *Capítulo 3*. Para elegir la góndola que va a instalarse, se procederá a observar los modelos ofrecidos por el fabricante Acciona, una compañía española especializada en tecnologías relacionadas con las energías renovables.

A su vez, las características del rotor dependen del viento de la zona. En el catálogo de Acciona se recomienda qué generador debe utilizarse en función de la clase del viento. Dicha clase puede obtenerse a partir de la normativa UNE-EN 61400-1, en función de la velocidad media del viento, según se indica en la *tabla 4.1*.

Tabla 4.1. Clase de aerogenerador según la norma UNE-EN 61400-1

Clase de aerogenerador	I	II	III	IV
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6

Donde:

- V_{ref} es la velocidad de referencia del viento promediada en 10 minutos y
- V_{ave} es la velocidad media anual a la altura del buje.

Observando la *tabla 3.1*, en la cual se muestran las características del viento en Plasencia, se puede obtener la velocidad media del viento a 80 metros multiplicando cada velocidad media por su frecuencia, lo cual proporciona un valor de:

$$V_{med} (80m) = 7,81 \text{ m/s}$$

Este valor supera el valor del viento de clase III. Por lo tanto, se habrá de elegir un aerogenerador de clase II. ACCIONA recomienda una altura de 92 m si la torre se va a fabricar

con acero, y de 100 o 120 metros si se va a fabricar con hormigón. Se va a elegir la primera de las dos opciones, pues alturas más elevadas harán que la estructura sea más propensa a fenómenos de resonancia y la diferencia de velocidades del viento a 92 y 100 metros no es muy elevada.

La velocidad media a 92 metros de altura (altura del rotor) se puede estimar con la Ley de Potencia. Al tratarse de un entorno rural, el coeficiente de rugosidad será de 0,2:

$$V_{med}(92m) = 7,81 \left(\frac{92}{80} \right)^{0,2} = 8,031 \text{ m/s}$$

El valor es inferior a 8,5 m/s, por lo que se puede aceptar el uso de un aerogenerador de clase II. Se ha elegido el modelo AW 116/3000, cuyas características se indican en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Características del modelo AW 116/3000

ROTOR	
Diámetro	100 m
PALAS	
Número	3
Longitud	56,7 m
CAJA DE VELOCIDADES	
Relación de transmisión	1:89
GENERADOR	
Velocidad de giro	700-1.300 rpm (50Hz)/840-1.560 rpm (60Hz)
MASA	
Masa del conjunto góndola + palas	143 toneladas
FUNCIONAMIENTO	
Velocidad del viento de arranque	3,5 m/s
Velocidad del viento de parada	25 m/s
TORRE	
Material	Acero
Altura	92 m
Secciones	4

Para las hipótesis de cálculo, la norma recomienda utilizar una función de Rayleigh o Weibull para conocer la probabilidad de que la velocidad del viento supere una determinada velocidad.

La aplicación del IDAE proporciona los valores C y k propios de una distribución de Weibull para la zona estudiada a 80 m de altura ($C=8,8302$, $k=2,1496$). Esta función se puede representar de dos formas. Una es la función de probabilidad acumulada, que indica la probabilidad de que la velocidad en la zona sea menor que para un determinado valor. Esta se puede observar en la *figura 4.1*.

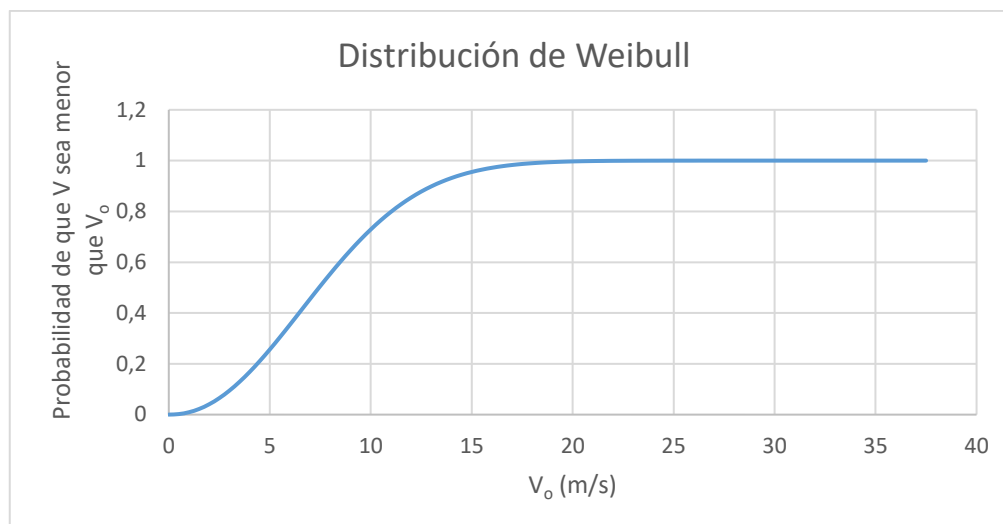


Figura 4.1. Distribución de Weibull para la velocidad del viento en Plasencia

La otra forma es la función de densidad, que indica la probabilidad de que el viento alcance una determinada velocidad. Para este caso, la función adquiere la forma que se puede observar en la *figura 4.2*. En capítulos posteriores se realizará un estudio para velocidades del viento de 59,5 m/s, tal como indica la normativa. Observando esta función, se puede conocer que la probabilidad de que el viento en la localidad alcance esta velocidad es del $3,73 \times 10^{-24} \%$, lo que indica que el diseño de la torre se está realizando en extremas condiciones de seguridad.

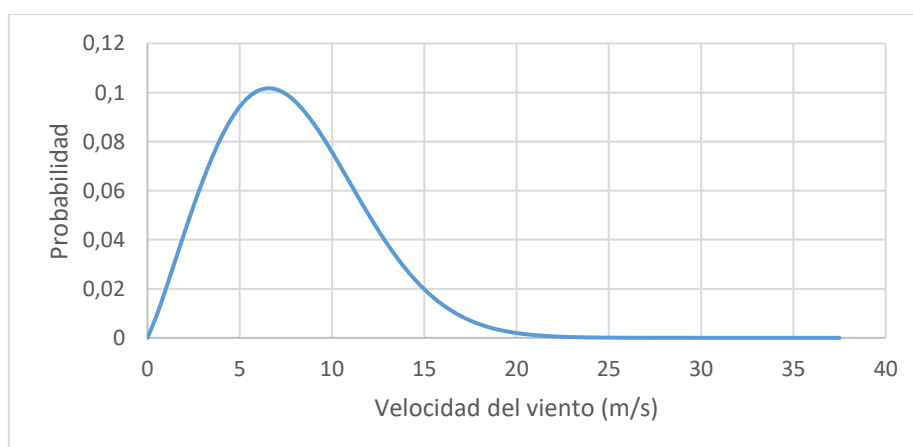


Figura 4.2. Probabilidad de que se alcance una determinada velocidad del viento en Plasencia

5. Hipótesis de diseño

En la norma UNE-EN 61400-1 se indica que la estructura deberá estar diseñada para garantizar su integridad estructural durante, al menos, un tiempo de vida de 20 años. Para ello, se deberán realizar los siguientes análisis:

- Análisis del estado límite terminante.
- Análisis del fallo por fatiga.
- Análisis de la estabilidad.
- Análisis de la deformación crítica.

En ellos deberá considerarse que sobre la estructura actúan cargas de diferente naturaleza:

- Cargas de inercia y gravitacionales: son aquellas cargas estáticas y dinámicas resultado de la vibración, rotación, gravedad y actividad sísmica que pueden actuar sobre la estructura
- Cargas aerodinámicas: causadas por la interacción del aire en movimiento con las partes estacionarias y móviles del aerogenerador
- Cargas operacionales: resultantes del funcionamiento y control del aerogenerador. Incluyen el frenado del rotor, las cargas transitorias causadas por arranque y parada del rotor, la conexión y desconexión del generador y las cargas oscilantes.
- Otras cargas: referidas a situaciones puntuales, como cargas ondulatorias o cargas por hielo.

Las hipótesis de carga de diseño que se utilizan para determinar la integridad estructural del conjunto se pueden calcular a partir de las siguientes combinaciones:

- Estados de diseño normales y condiciones externas normales.
- Estados de diseño normales y condiciones externas extremas.
- Estados en el diseño de fallos y situaciones externas apropiadas.
- Transporte, estados de diseño de la instalación y del mantenimiento y de las situaciones externas apropiadas.

En la norma, para cada estado de diseño se indica el tipo de análisis a realizar. Se realizará un análisis a fatiga si se indica como “F” o un análisis de carga límite si se indica como “U”. Además, los estados clasificados como U pueden clasificarse en normales (N), anormales (A) o en

transporte y montaje (T). Según esta clasificación se tomarán unos determinados coeficientes parciales de seguridad para las cargas.

En cada uno de los estados de diseño habrán de considerarse varias hipótesis de carga como vienen indicadas en la *tabla 5.1*.

Tabla 5.1. Hipótesis de carga de diseño.

Estado del proyecto	DLC	Condición de viento	Otras consideraciones	Tipo de análisis	Factores de seguridad parciales
1) Producción de energía	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Para extrapolación de eventos externos	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_t - 2 \text{ m/s}$, V_t , $V_t + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
8) Producción de energía más incidencia de faltas	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Fallo del sistema de control o pérdida de red eléctrica	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Sistema de protección o falta eléctrica interna precedente	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}	Falta eléctrica externa o interna incluyendo pérdida de red eléctrica	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protección, o faltas del sistema eléctrico incluyendo pérdida de red eléctrica	F	*
3) Arranque	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
4) Parada normal	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
5) Parada de emergencia	5.1	NTM $V_{hub} = V_t \pm 2 \text{ m/s}$ y V_{out}		U	N
6) Inmovilizado (parado o en ralenti)	6.1	EWM Periodo de recurrencia de 50 años		U	N
	6.2	EWM Periodo de recurrencia de 50 años	Pérdida de conexión a la red eléctrica	U	A
	6.3	EWM Periodo de recurrencia de 1 año	Desalineación de la orientación extrema	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Condiciones de inmovilización y de falta	7.1	EWM Periodo de recurrencia de 1 año		U	A
8) Transporte, montaje, mantenimiento y reparación	8.1	NTM V_{mont} a indicar por el fabricante		U	I
	8.2	EWM Periodo de recurrencia de 1 año		U	A

5.1. Condiciones del viento

En la *tabla 5.1*, se pueden observar diversas siglas en el apartado condición de viento. Se refieren a diferentes modelos que se pueden utilizar para realizar el análisis relativo a las cargas del viento. Estos modelos se refieren a dos tipos de condiciones: normales y extremas.

5.1.1. Condiciones normales de viento

5.1.1.1. Modelo normal del perfil de viento (NWP)

Consiste en utilizar la Ley de Potencia para conocer la velocidad promedio del viento en función de la altura. Para el caso de la localización elegida, el perfil de velocidades predicho por este modelo tiene la siguiente forma:

$$V(z) = 8,031 \left(\frac{Z}{92} \right)^{0,2} \text{ m/s} \quad (1)$$

Siendo Z la altura a la que se desea calcular la velocidad promedio. El coeficiente de rugosidad debe ser 0,2, independientemente del terreno. Se ha tomado como velocidad de referencia la velocidad media, pues en la *tabla 5.1* se especifica $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$

5.1.1.2. Modelo de turbulencia normal (NTM)

Este modelo es referido a las variaciones aleatorias que puede experimentar la velocidad del viento en un tiempo promedio de 10 minutos. Debe incluir también los efectos que puedan producirse a partir de la variación de la dirección.

Este modelo requiere conocer la fuerza de las turbulencias en la zona, y en función de ello seleccionar entre un modelo A y un modelo B. No se disponen de datos que permitan conocer las turbulencias en la zona de estudio, pero independientemente de ello, se utilizará el modelo A que es más restrictivo. De esta forma, la desviación típica de la velocidad del viento asociada a las turbulencias vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$\sigma = I_{15} (15 + aV_{hub}) / (a + 1) \quad (2)$$

Siendo:

- I_{15} el valor característico de la intensidad de turbulencia a la altura del buje para una velocidad media de 15 m/s durante 10 minutos, e igual a 0,18;
- a el parámetro de la pendiente para el modelo de la desviación típica de la turbulencia e igual a 2 y
- V_{hub} la velocidad del viento media a la altura del rotor.

Sustituyendo los datos en (2), se obtiene que el valor de la desviación típica es:

$$\sigma = 0,18 \frac{15+2 \cdot 8,031}{2+1} = 0,96 \text{ m/s} \quad (3)$$

5.1.2. Condiciones extremas de viento

Estos modelos se utilizan para determinar el valor de las cargas extremas de viento que puede experimentar un aerogenerador. Consideran las velocidades que el viento puede alcanzar en situaciones como tormentas o en casos de cambios bruscos de dirección o de velocidad.

5.1.2.1. Modelo de velocidad extrema del viento (EWM)

Se basa en la velocidad de referencia según la clase del aerogenerador, y en una desviación típica de la turbulencia ya fijada (no tiene por qué coincidir con la calculada por el NTM). Se deben considerar la velocidad del viento extremo de 50 años (V_{e50}) y de un año (V_{e1}), calculadas a la altura del rotor mediante la utilización de las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50}(z) = 1,4 \cdot V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (4)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8 \cdot V_{e50}(z) \quad (5)$$

Donde:

- $V_{ref} = 42,5 \text{ m/s}$ de acuerdo a la tabla 4.2 y
- $z_{hub} = 92 \text{ m}$ según las condiciones de diseño seleccionadas.

Sustituyendo, queda:

$$V_{e50}(z) = 59,5 \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \quad (6)$$

$$V_{e1}(z) = 47,6 \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \quad (7)$$

Se puede observar que el modelo extremo considerando un periodo de recurrencia de 50 años es más restrictivo, por lo que será el que se utilice en los demás modelos de condiciones extremas.

5.1.2.2. Modelo de ráfaga extrema de funcionamiento (EOG)

Determina el valor de la ráfaga de viento a la altura del buje para un periodo de recurrencia N (en este caso N=50 años) según la siguiente ecuación:

$$V_{gust50} = 6,4 \cdot \frac{\sigma}{1 + 0,1 \frac{D}{\Delta}} \quad (8)$$

Donde:

- σ es el valor de la desviación típica calculado según el NTM para V_{out} ;
- D es el diámetro del rotor y
- Δ es el parámetro escalar de la turbulencia y es igual a 21 metros si la altura del rotor es superior a 30 metros.

Sustituyendo, se obtiene:

$$V_{gust50} = 6,4 \cdot \frac{3,9}{1 + 0,1 \frac{116}{21}} = 16,078 \text{ m/s} \quad (9)$$

La velocidad para un periodo de recurrencia de 50 años vendrá determinada por la siguiente ecuación:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{gust50} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases} \quad (10)$$

Donde:

- $V(z) = 25 \text{ m/s}$ (V_{out}) y
- $T = 14 \text{ segundos}$.

Si se usa la ecuación (10) para calcular la velocidad a la altura del rotor, se obtiene la función que se puede observar en la [figura 5.1](#).

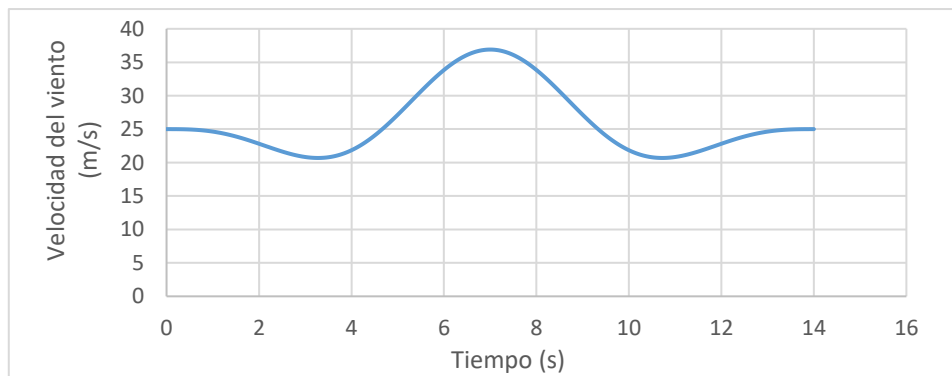


Figura 5.1. Ráfaga de actuación extrema con un periodo de recurrencia de 50 años en el intervalo $0 \leq t \leq T$.

De esta misma gráfica se puede obtener el valor máximo que se espera de una ráfaga de actuación extrema (35,66 m/s). Este es menor que el valor obtenido por el EWM a la altura del rotor, por lo que en caso de tener que elegir entre ambos se utilizará dicho método.

5.1.2.3. Cambio extremo de dirección (EDC)

Basa los cálculos de la velocidad del viento en el perfil de velocidades del NWP. Como las velocidades predichas por este modelo son inferiores a las del EWP, no se va a calcular para este caso, pues si se tuviera que decidir por elegir un modelo extremo, se elegiría el EWP antes que este.

5.1.2.4. Ráfaga coherente extrema (ECG)

El modelo indica que se suponga una velocidad de ráfaga coherente extrema de:

$$V_{cg} = 15 \text{ m/s} \quad (11)$$

A partir de esto, la velocidad del viento vendrá definida por la siguiente función:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{para } t < 0 \\ V(z) + 0,5 V_{cg} \cdot (2 - \cos(\frac{\pi t}{T})) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{para } T < t \end{cases} \quad (12)$$

Siendo T=10 segundos, el tiempo que tarda la ráfaga en alcanzar su máxima velocidad.

El valor máximo de esta función a la altura del rotor, alcanzado cuando T < t, será:

$$V(z, t) = 25 + 15 = 40 \text{ m/s} \quad (13)$$

Este es un valor superior al predicho por el modelo EOG, pero no mayor que el del EWM.

5.1.2.5. Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD)

El modelo se basa en que al aumentar la velocidad de la ráfaga de viento predicha por el modelo anterior se produce a su misma vez un cambio en la dirección del viento. Para el caso de la velocidad obtenida en el ECG, el cambio de dirección que experimenta la velocidad del viento viene determinado por la siguiente ecuación:

$$\theta_{cg} = \frac{720^\circ \frac{m}{s}}{V_{hub}} = \frac{720^\circ}{43,793} = 16,44^\circ \quad (14)$$

5.1.2.6. Cizallamiento de viento extremo (EWS)

Este último modelo es útil para calcular las cargas de cizalladura a las que puede verse expuesto el rotor durante un periodo de recurrencia de 50 años. Como no se van a realizar los cálculos relativos al rotor, no se va a desarrollar este método.

5.2. Simplificación del problema

Debido a que no se disponen de datos relativos a las cargas operacionales que puede experimentar el rotor (cargas transitorias causadas por arranque y parada del rotor, la conexión y desconexión del generador y las cargas oscilantes), y que pueden tener algún efecto sobre la torre, éstas no se van a considerar para el diseño.

Tampoco se podrán considerar los efectos que pueden tener algunos efectos aerodinámicos sobre la torre, como las turbulencias que provocan las palas del rotor al pasar paralelas a la torre, pues para ello se necesita tomar datos experimentales tomados en un túnel de viento. Estos efectos no tendrán gran importancia en el cálculo del estado límite, pues las condiciones de viento obtenidas por el método EWP son más restrictivas, pero sí que tendrán efectos a largo plazo relativos a la fatiga.

Por lo tanto, para realizar el dimensionamiento sobre la torre se considerarán las siguientes cargas:

- Cargas inerciales y gravitacionales: son debidas a la aparición de fuerzas de aceleración. Para el diseño de la torre se deberán considerar el peso de la propia torre y de la góndola, así como la fuerza centrífuga que ejercen las palas sobre el rotor. Sin embargo, en el caso de un aerogenerador de 3 palas idénticas separadas 120° entre sí rotando sobre un centro común, la resultante en todo momento sobre el centro del rotor es nula, por lo que pueden despreciarse.
- Cargas aerodinámicas: son debidas a la acción del viento sobre la estructura. Habrá que considerar la fuerza que ejerce el viento sobre la torre y sobre el rotor. Como esta fuerza depende de la velocidad, y esta a su vez depende de la altura, se podrá utilizar la Ley de Potencia para calcular la fuerza del viento en cada punto de la estructura.

La velocidad tomada como referencia para el cálculo de las cargas aerodinámicas será la obtenida por el método EWP en el caso de los cálculos relativos al estado límite terminante, y la obtenida por el método NWP para los cálculos relativos a fatiga.

Las cargas aerodinámicas que se van a considerar se pueden observar de forma gráfica en la ilustración que aparece en la *figura 5.2*. En esta ilustración, F_1 representa la carga del viento sobre el rotor, f_2 la carga del rotor sobre la torre y F y M la fuerza y el momento que aparecen como reacción en la base a las fuerzas anteriores.

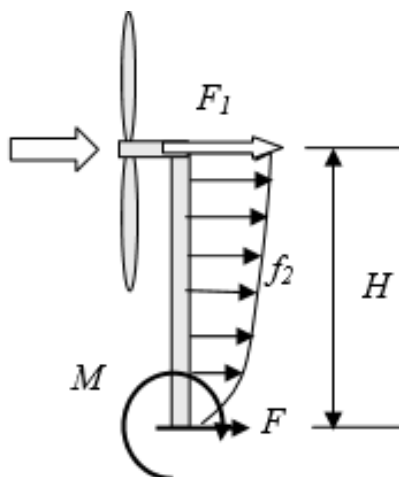


Figura 5.2. Representación gráfica de las cargas a considerar y de las reacciones.

5.3. Coeficientes de mayoración de las cargas

En la Norma UNE-EN 61400-1 se especifica que se deben realizar diferentes combinaciones de cargas según el tipo de estado de diseño. Además, las cargas desfavorables habrán de multiplicarse por unos coeficientes tal como se especifica en la *tabla 5.2*.

Tabla 5.2. Coeficientes parciales de seguridad para cargas desfavorables.

Fuente de la carga	Tipo de estado de diseño		
	Normal y extremo	Anormal	Transporte y ensamblaje
Aerodinámico	1,35	1,1	1,5
Operacional	1,35	1,1	1,5
Gravedad	1,1/1,35	1,1	1,25
Otras inercias	1,25	1,1	1,3

En el caso de que las cargas sean favorables, el coeficiente por el que deben multiplicarse es de 0,9.

5.4. Limitaciones de las dimensiones de la torre

Hasta el momento, se conoce que la torre tendrá una altura con respecto al suelo de 92 metros. Para ahorrar material, la forma de la torre será tubular y con un diámetro exterior decreciente con la altura. Esto será así porque los esfuerzos que soporta la torre en la base son mayores que en su parte superior.

El fabricante indica que el diámetro de anclaje por el cual se unen la góndola y la torre tiene un diámetro de 3 metros, por lo que este valor no puede variarse

En cuanto a la base, el tamaño máximo estará limitado por motivos de transporte. El vehículo encargado de desplazar la torre hasta su punto de instalación circulará por carreteras convencionales. Las dimensiones de éstas en el caso de dos carriles en el mismo sentido son de 3,5 metros de carril más 1,5 metros de arcén. Imponiendo un margen de seguridad de 0,5 metros debido a posibles complicaciones en tramos más estrechos o por la presencia de puentes, se ha de imponer un límite máximo de 4,5 metros de diámetro.

6. Estado límite terminante

El análisis del estado límite terminante consiste en comprobar que la torre soportará las condiciones de viento más adversas que se especifican en la normativa. Estas corresponden a las condiciones de viento del modelo de velocidad extrema (EWP), que establecen que la torre deberá diseñarse para soportar vientos de hasta 59,5 m/s. Al tratarse del caso más desfavorable, se habrá de considerar la siguiente combinación de cargas:

$$Q_{cargas} = 1,35 \cdot \text{Peso} + 1,35 \cdot F_{\text{viento sobre el rotor}} + 1,35 \cdot F_{\text{viento sobre la torre}}$$

6.1. Cargas soportadas por la estructura

6.1.1. Peso propio

Para calcular las cargas relativas al peso propio, se deberán considerar tanto el peso de la torre como el peso de la góndola. El segundo es conocido, y tiene un valor de:

$$P_{g\acute{o}ndola} = m \cdot g = 143.000 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 = 1.402.830 \text{ N}$$

Se puede simplificar como una carga puntual en dirección vertical que actúa sobre el centro de la sección de la torre en la parte superior.

El peso de la torre podrá considerarse como una carga distribuida a lo largo de la torre o como una masa puntual que actúa en el centro de la gravedad de la torre en dirección vertical. Sin embargo, al desconocer aún las dimensiones de la torre, este valor es desconocido. Podrá calcularse a partir de la masa de la torre, que se obtiene multiplicando el volumen total por la densidad del material elegido.

Para obtener el volumen, se puede utilizar la ecuación de un cono truncado:

$$V = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot h \cdot (R^2 + r^2 + R \cdot r) \quad (1)$$

Como la torre no es maciza, habrá que restar al volumen anterior el valor del volumen interior:

$$V_{\text{torre}} = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot h \cdot (R^2 + r^2 + R \cdot r) - \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot h \cdot ((R - e_b)^2 + (r - e_t)^2 + (R - e_b) \cdot (r - e_t)) \quad (2)$$

Y de forma simplificada:

$$V_{\text{torre}} = \frac{\pi \cdot h \cdot (e_t \cdot (2r + R - e_t) + e_b \cdot (r + 2R - e_t) - e_b^2)}{3} \quad (3)$$

Entonces, el peso de la torre considerado como una carga puntual, será:

$$P_{torre} = m \cdot g = \rho \cdot V_{torre} \cdot g = \frac{\rho \cdot g \cdot \pi \cdot h \cdot (e_t \cdot (2r + R - e_t) + e_b \cdot (r + 2R - e_t) - e_b^2)}{3} \quad (4)$$

Donde:

- h es la altura total de la torre;
- R el radio de la base;
- r el radio en el extremo superior de la torre;
- e_t el espesor del acero en la parte superior;
- e_b el espesor del acero en la base;
- ρ la densidad del acero, y
- g la aceleración de la gravedad.

Como material se ha elegido acero de construcción, cuyas propiedades mecánicas se pueden observar en la *tabla 6.1*, tal como viene indicado en el Documento Básico de Seguridad Estructural del Acero, en la cual se incluyen las características de los aceros según la norma UNE-EN 10025. Para evitar complicaciones debido al cambio del límite elástico, se va a tratar de mantener el espesor de la torre entre 16 y 40 mm.

Tabla 6.1. Características mecánicas de los aceros según UNE-EN 10025

DESIGNACIÓN	Espesor nominal t (mm)				Temperatura del ensayo Charpy °C
	Tensión de límite elástico		Tensión de rotura		
	f _y (N/mm ²)		f _u (N/mm ²)		
	t ≤ 16	16 < t ≤ 40	40 < t ≤ 63	3 ≤ t ≤ 100	
S235JR					20
S235J0	235	225	215	360	0
S235J2					-20
S275JR					20
S275J0	275	265	255	410	0
S275J2					-20
S355JR					20
S355J0	355	345	335	470	0
S355J2					-20
S355K2					-20 ⁽¹⁾
S450J0	450	430	410	550	0

⁽¹⁾ Se le exige una energía mínima de 40J

⁽¹⁾ Se le exige una energía mínima de 40J.

6.1.2. Carga aerodinámica del rotor

La carga ejercida por el viento sobre el rotor puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:

$$F_{viento_{rotor}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A \cdot C_D(\lambda) \quad (5)$$

Siendo:

- ρ la densidad del aire;
- V la velocidad del viento a la altura del rotor;
- A el área abarcada por el rotor y
- C_D el coeficiente de empuje del viento sobre las palas.

El coeficiente de empuje se ha de obtener experimentalmente a partir de un ensayo en un túnel de viento. Sin embargo, puede estimarse a partir del valor de la velocidad específica, cuya ecuación es la siguiente:

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V} \quad (6)$$

Donde:

- Ω es la velocidad angular del rotor;
- R es el radio del rotor y
- V es la velocidad del viento.

Para el caso de una velocidad del viento extrema, en la cual se supera la velocidad de corte del aerogenerador, el rotor se encuentra parado, por lo que en este caso especial la velocidad específica es igual a cero. Suponiendo que llegado a 25 m/s el coeficiente de empuje no aumentará, se podrá estimar su valor como $C_D = 0,05$ a partir de la [figura 6.1](#).

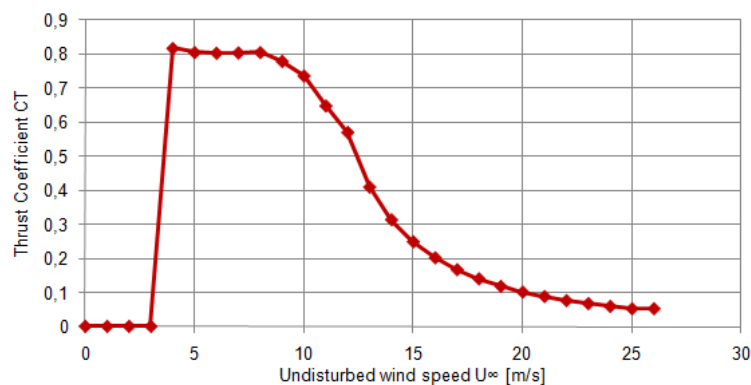


Figura 6.1. Coeficiente de empuje en función de la velocidad específica.

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación de la fuerza del viento [5] con los datos conocidos, se obtiene:

$$F_{viento_{rotor}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A \cdot C_D(\lambda) = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot 59,5^2 \cdot 10.568 \cdot 0,05 = 1.145.784,21 \text{ N}$$

6.1.3. Carga aerodinámica de la torre

La carga ejercida por un fluido sobre un cilindro cuyo eje es perpendicular al sentido del fluido viene determinada por la ecuación siguiente:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot D \cdot L \cdot C_D \quad (7)$$

Siendo:

- ρ la densidad del aire;
- V la velocidad del viento;
- D el diámetro del cilindro;
- L la longitud del cilindro y
- C_D el coeficiente de arrastre.

Sin embargo, para el caso de la torre, tanto la velocidad del viento como el diámetro dependen de la altura.

La velocidad vendrá definida, de acuerdo al modelo de velocidad extrema del viento, por la siguiente ecuación:

$$V(z) = 59,5 \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \quad (8)$$

Mientras que el diámetro queda definido como:

$$D(z) = D_{base} - \frac{D_{base} - D_{superior}}{L} \cdot z \quad (9)$$

El diámetro superior viene fijado por la góndola y es igual a 3 m, tal como se indicó en el *Apartado 5.5*, y la altura de la torre es de 92 m. Sustituyendo en la ecuación (9), se obtiene el diámetro en función de la altura a falta de conocer el diámetro de la base:

$$D(z) = D_{base} - \frac{D_{base} - 3}{92} \cdot z \quad (10)$$

Por último, falta conocer el valor del coeficiente de arrastre. Este depende del número de Reynolds, y para un cilindro liso este valor puede obtenerse a partir de la [figura 6.2](#).

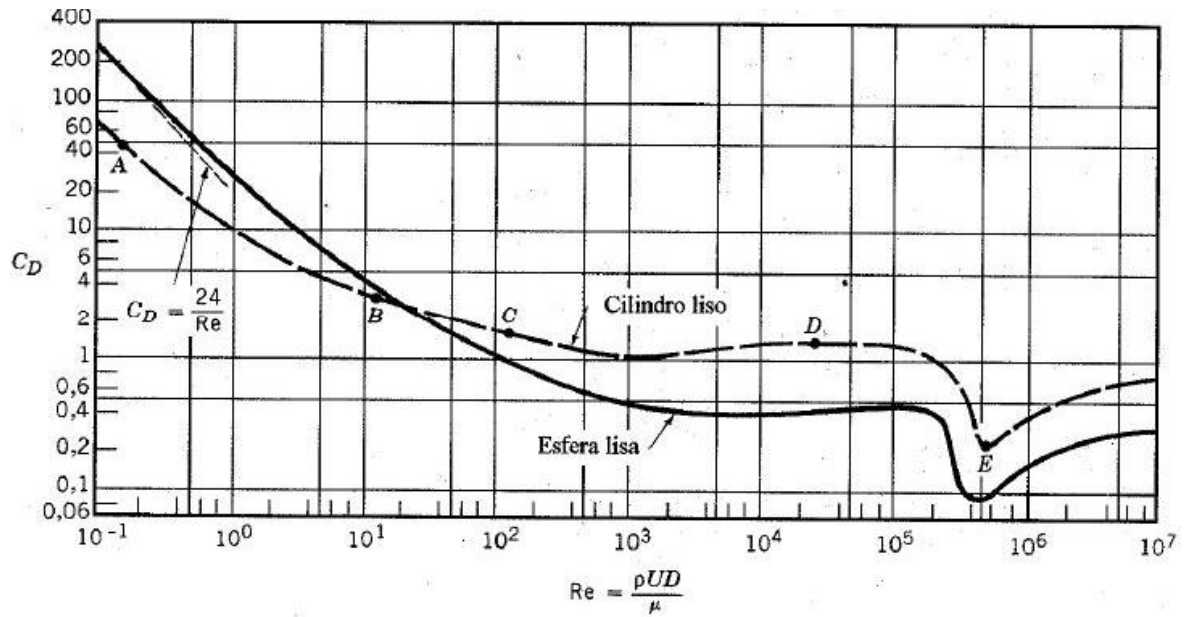


Figura 6.2. Coeficiente de arrastre de un cilindro en función del número de Reynolds.

Sin embargo, el número de Reynolds también depende del diámetro. Debido a que el resultado no presentará una gran variación, se puede suponer un coeficiente de arrastre uniforme calculado en el punto más elevado de la torre. De esta forma, suponiendo una densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$, y una viscosidad de $1,8 \cdot 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$, se obtiene:

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{1,225 \cdot 59,5 \cdot 3}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 1,214 \cdot 10^7$$

Este valor supera el máximo que admite la gráfica de la [figura 6.2](#). Sin embargo, la variación en esa zona es pequeña, por lo que se puede considerar un $C_d = 0,8$.

Con los datos conocidos hasta ahora, se puede obtener la fuerza por unidad de longitud que el viento ejerce sobre la torre a partir de la ecuación (7).

$$f(z) = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \left(59,5 \cdot \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \right)^2 \cdot \left(D_{base} - \frac{D_{base}-3}{92} \cdot z \right) \cdot 0,8 \text{ [N/m]} \quad (11)$$

6.2. Esfuerzos soportados por la estructura

Debido a la disposición de las cargas y a la forma que presenta la torre (puede simplificarse como una viga en voladizo), todos los esfuerzos serán soportados por la base. Una vez calculados los esfuerzos se podrán determinar el diámetro de la base, el acero que se va a utilizar para la fabricación de la torre y su espesor.

Al tratarse la base de un empotramiento (impide los movimientos en todos los grados de libertad), se tendrán tres reacciones: un esfuerzo axial (N), un cortante (Q) y un momento flector (M). Las ecuaciones de cada uno de ellos se indican a continuación:

$$N = \frac{\rho_{acero} \cdot g \cdot \pi \cdot 92 \cdot (e_t \cdot (3 + \frac{D_{base}}{2} - e_t) + e_b \cdot (1,75 + D_{base} - e_t) - e_b^2)}{3} + P_{g\acute{o}ndola} \quad (12)$$

$$Q = F_{viento_{rotor}} + \int_0^{92} \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \left(59,5 \cdot \left(\frac{z}{92}\right)^{0,11}\right)^2 \cdot \left(D_{base} - \frac{D_{base} - 3}{92} \cdot z\right) \cdot 0,8 \cdot dz \quad (13)$$

$$M = F_{viento_{rotor}} \cdot 92 + \int_0^{92} \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \left(59,5 \cdot \left(\frac{z}{92}\right)^{0,11}\right)^2 \cdot \left(D_{base} - \frac{D_{base} - 3}{92} \cdot z\right) \cdot 0,8 \cdot z \cdot dz \quad (14)$$

Cada una de las cargas ha de ser multiplicada por su correspondiente coeficiente parcial de seguridad, como se indicó en la tabla 5.1. Resolviendo cada una de las ecuaciones y multiplicando por los coeficientes mencionados, se obtiene lo siguiente:

$$N = 1,35 \cdot \left(\frac{\rho_{acero} \cdot g \cdot \pi \cdot 92 \cdot (e_t \cdot (3 + \frac{D_{base}}{2} - e_t) + e_b \cdot (1,5 + D_{base} - e_t) - e_b^2)}{3} + 1.402.830 \right) [N] \quad (15)$$

$$Q = 1.837.960,757 + 79.549,746 \cdot D_{base} [N] \quad (16)$$

$$M = 160.773.759 + 2.772.876,89 \cdot D_{base} [N \cdot m] \quad (17)$$

La tensión máxima producida por estos esfuerzos se producirá en el extremo de la sección opuesto a las palas. Para calcular cada una de las reacciones podrán utilizarse las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{axil} = \frac{N}{A_{base}} [Pa] \quad (18)$$

$$\sigma_{flector(m\acute{a}x)} = \frac{M \cdot \frac{D_{base}}{2}}{I_{base}} [Pa] \quad (19)$$

$$\tau_{cortante(m\acute{a}x)} = k \cdot \frac{Q}{A_{base}} [Pa] \quad (20)$$

Al tratarse de una sección en forma de corona circular, se tiene que:

$$A_{base} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{base}^2 - (D_{base} - 2e_b)^2) [m^2] \quad I_{base} = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{base}^4 - (D_{base} - 2e_b)^4) [m^4] \quad (21)$$

k representa el valor por el cual se ha de multiplicar el esfuerzo cortante medio que experimenta una sección para obtener el esfuerzo cortante máximo. Depende de la geometría de la sección, y para el caso de secciones circulares obtiene el siguiente valor:

$$k = \frac{4}{3}$$

El siguiente paso es utilizar la ecuación de Von Mises para calcular el valor de la tensión equivalente, para después comparar dicho valor con el límite elástico del material. Si la tensión equivalente supera el límite del material, habrá que elegir un acero con una resistencia mayor o modificar las dimensiones de la estructura.

La ecuación de la tensión equivalente de Von Mises para el caso que se está estudiando tendrá la siguiente forma:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{axil} + \sigma_{flector})^2 + 3 \cdot \tau_{cortante}^2} [Pa] \quad (22)$$

Como material, se ha decidido optar por el acero S355JR, cuyas características se obtienen de la tabla 6.1. Esto se debe a que es más barato y tiene una mayor disponibilidad que el S450J0. A pesar de que este último sea más resistente, ha de considerarse que también será más complicado trabajar con él, pues se necesitarán máquinas más potentes para modelarlo. Esto último, en conjunto con el precio y la disponibilidad, hacen que la disminución del volumen material necesario no compense el coste.

Una vez definido el material, es necesario seguir las indicaciones de la normativa. Como se está obteniendo la tensión para un estado límite, se tomará como referencia el límite de rotura. El Documento Básico indica que para los cálculos relativos a resistencia última del material se debe tomar un coeficiente de seguridad de 1,25. Por lo tanto, para este acero se tiene una tensión máxima de:

$$\sigma_{límite} = \frac{470}{1,25} = 376,00 MPa$$

Si se calculan las tensiones correspondientes a cada uno de los esfuerzos imponiendo diferentes diámetros y espesores, y se sustituye en la ecuación equivalente de Von Mises, se obtienen los resultados indicados en la *tabla 6.2*.

Tabla 6.2. Dimensiones iniciales seleccionadas y esfuerzos obtenidos.

Diámetro de la base (m)	Espesor en la base (m)	Espesor en la punta (m)
4,5	0,037	0,016
Volumen (m³)	Masa (t)	Peso (kN)
30,158	236,742	2.322,443
Esfuerzo axil (MN)	Esfuerzo flector (MN)	Esfuerzo cortante (MN)
5,029	173,252	2,195
Tensión axil (MPa)	Tensión flectora (MPa)	Tensión cortante (MPa)
9,694	301,778	5,643
Tensión equivalente de Von Mises (MPa)	Tensión límite reducida (MPa)	Coefficiente de aprovechamiento
311,625	313,333	99,4%

7. Pandeo

A pesar de que en un principio la torre pueda soportar los esfuerzos de viento extremo, se debe comprobar si se producen efectos de pandeo.

El pandeo es un fenómeno de inestabilidad que suele aparecer en estructuras esbeltas sometidas a esfuerzos de compresión. Consiste en un exceso de deformación transversal en una determinada sección que puede inducir tensiones en las zonas circundantes a ella, haciendo que se pueda sobrepasar el límite de resistencia del material, teniendo como consecuencia la rotura o el derrumbe de la estructura.

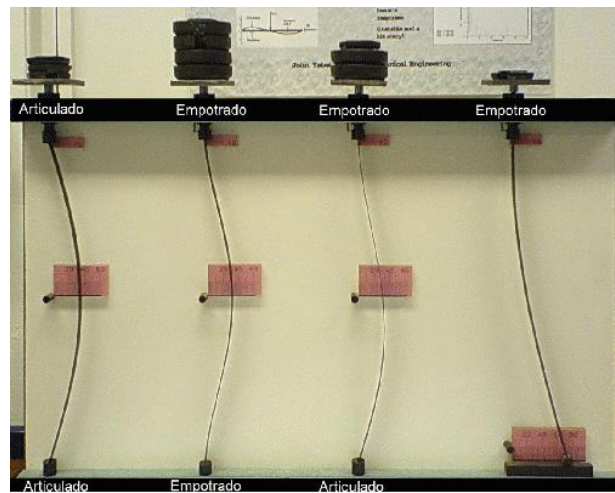


Figura 7.1. Formas de pandeo según los apoyos en los extremos.

Para realizar el cálculo de pandeo se va a utilizar el Documento Básico de Seguridad Estructural del Acero como referencia. En el apartado 6.3.4.2 de dicho documento se indica que, para el caso de elementos que se encuentren comprimidos y flectados, han de verificarse las siguientes ecuaciones:

- Para toda la pieza:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_y \cdot A^* \cdot f_{yd}} + k_y \cdot \frac{c_{m,y} \cdot M_{y,Ed}}{\chi_{LT} \cdot W_y \cdot f_{yd}} + \alpha_z \cdot k_z \cdot \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} \leq 1 \quad (1)$$

- En piezas no susceptibles a pandeo por torsión:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_y \cdot A^* \cdot f_{yd}} + \alpha_y \cdot k_y \cdot \frac{c_{m,y} \cdot M_{y,Ed} + e_{N,y} \cdot N_{Ed}}{W_y \cdot f_{yd}} + k_z \cdot \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} \leq 1 \quad (2)$$

- En piezas susceptibles a pandeo por torsión:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_z \cdot A^* \cdot f_{yd}} + k_{yLT} \cdot \frac{M_{y,Ed} + e_{N,y} \cdot N_{Ed}}{\chi_{LT} \cdot W_y \cdot f_{yd}} + k_z \cdot \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} \leq 1 \quad (3)$$

Al tratarse de una estructura de sección variable, los cálculos relativos a los coeficientes de reducción (χ_y , χ_z y χ_{LT}) se realizarán considerando las magnitudes medias del diámetro y espesor, así como del área y del momento de inercia, a lo largo de la torre.

Cada uno de los parámetros requeridos en las ecuaciones se explicarán a medida que se van realizando los cálculos:

- N_{Ed} se refiere al esfuerzo axial que va a soportar la pieza. Su valor se obtiene de la tabla 6.2.
- $M_{y,Ed}$ y $M_{z,Ed}$ se refieren a los momentos que soportará la sección a estudiar en los ejes Y y Z, respectivamente. Al tratarse de una sección simétrica y al no poder soplar el viento en diferentes direcciones a la vez, se realizará el ensayo de pandeo considerando $M_{z,Ed}=0$, mientras que $M_{y,Ed}$ obtendrá el valor del esfuerzo flector de la tabla 6.2.
- Los valores de A^* ; W_y ; W_z ; y α_y ; α_z ; $e_{N,y}$ y $e_{N,z}$ están indicados en la tabla 7.1.

Tabla 7.1. Términos de comprobación, según peor clase de sección de la pieza.

Clase	A^*	W_y	W_z	α_y	α_z	$e_{N,y}$	$e_{N,z}$
1	A	$W_{pl,y}$	$W_{pl,z}$	0,6	0,6	0	0
2	A	$W_{pl,y}$	$W_{pl,z}$	0,6	0,6	0	0
3	A	$W_{el,y}$	$W_{el,z}$	0,8	1	0	0
4	A_{eff}	$W_{eff,y}$	$W_{eff,z}$	0,8	1	Según pieza y tensiones	Según pieza y tensiones

La clase de la sección determinará si se utilizará un método plástico o elástico para determinar la resistencia de la sección. Para secciones tubulares, se puede obtener según se indica en la tabla 7.2.

Tabla 7.2. Determinación de la clase de una sección circular en función de su límite de esbeltez.

Clase 1	Clase 2	Clase 3
$\frac{d}{t} \leq 50\varepsilon^2$	$\frac{d}{t} \leq 70\varepsilon^2$	$\frac{d}{t} \leq 90\varepsilon^2$

d se refiere al diámetro de la sección y t a su espesor. ε es el factor de reducción, y se obtiene de la siguiente forma:

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{235}{f_y}} \quad (4)$$

Siendo f_y el límite elástico del acero, que en este caso es de 345 MPa (*tabla 6.1*).

Si sustituyen todos los datos por los valores de la sección más solicitada (base), se obtiene que $d/t=121,621$, y que $90\varepsilon^2=74,279$. Por lo tanto, la sección pertenece a la clase 4, por lo que se harán los cálculos utilizando un límite elástico reducido. Además, para obtener el módulo de resistencia (W_{eff}) habrá que calcular la sección eficaz reducida sobre la que actuarán las fuerzas. Sin embargo, en el Documento se indica lo siguiente:

“En los modelos utilizados en el análisis global de la estructura son admisibles las siguientes simplificaciones:

a) considerar las características de la sección bruta, sin reducción alguna, en los modelos utilizados en el análisis ante estados límite últimos. Como excepción, no se admite esta posibilidad cuando las acciones o sus efectos dependan de los desplazamientos, y muy en particular, cuando se evalúe la seguridad ante fenómenos de embalsamiento (de agua en cubiertas muy flexibles, de hormigón en forjados mixtos, etc.) o de estabilidad;

b) considerar las características de la sección eficaz, calculada a partir de la tensión de límite elástico y no de la tensión máxima de compresión, en los modelos utilizados en el análisis ante estados límite de servicio.”

Por lo tanto, como este caso se identifica con el apartado a), se va a realizar la simplificación que él se indica.

El cálculo del módulo de resistencia elástico para la sección circular de la base se obtiene como sigue:

$$W_{el,y} = W_{el,z} = \frac{I}{R_{base}} = 0,58845 \text{ m}^3 \quad (5)$$

Como área efectiva se utilizará, siguiendo la misma simplificación, el área bruta de la base. Para los valores de $e_{N,y}$ y $e_{N,z}$ se tomará que ambos son iguales a 0.

Para calcular el nuevo límite elástico reducido, se va a utilizar la siguiente ecuación:

$$\sigma_{crit} = K_{cr} \cdot 0,9E \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^2 \quad (6)$$

Donde:

- E es el módulo de elasticidad del acero, de valor 210 GPa;
- t es el espesor de la sección;
- b es el ancho de la sección (diámetro en este caso) y
- K_{cr} es el coeficiente de abolladura, que se obtiene de la [tabla 7.3](#).

Tabla 7.3. Ancho eficaz y coeficiente de abolladura de elementos planos total o parcialmente comprimidos

Condiciones de apoyo y solicitación Compresión + Tracción -	Sección eficaz del elemento plano	Relación de ten- siones ψ	Ancho com- primido b_c	Coeficiente de abo- lladura k_c
		1	b	4
		$1 > \psi \geq 0$	b	$\frac{8,2}{1,05 + \psi}$
		$0 > \psi > -1$ $-1 \geq \psi > -3$	$\frac{b}{1 - \psi}$	$7,81 - 6,29 \psi + 9,78 \psi^2$ $5,98(1 - \psi)^2$
		$1 \geq \psi \geq 0$	b	$0,57 - 0,21 \psi + 0,07 \psi^2$
		$0 > \psi \geq -3$	$\frac{b}{1 - \psi}$	$0,57 - 0,21 \psi + 0,07 \psi^2$
		$1 \geq \psi \geq 0$	b	$\frac{0,578}{\psi + 0,34}$
		$0 > \psi \geq -1$	$\frac{b}{1 - \psi}$	$1,7 - 5 \psi + 17,1 \psi^2$
$\psi = \frac{\sigma_1}{\sigma_2}$ relación de las tensiones en los bordes del elemento plano (compresión positiva).				
b_c ancho comprimido.				
b_t ancho traccionado.				

Para el caso de este estudio, se obtiene una disposición de tensiones de compresión y tracción similares a las de la tercera fila de la tabla 7.3.

El valor de ψ , obtenido como se indica al final de la tabla 7.3, es de:

$$\psi = \frac{N_{ed} + M_{y,ed}}{N_{ed} - M_{y,ed}} = \frac{311,627}{-291,929} = -1,0674 \quad (7)$$

Con el cual se puede obtener el valor de k_{cr} :

$$k_{cr} = 7,81 - 6,29\psi + 9,78\psi^2 = 25,668 \quad (8)$$

Y, por último:

$$f_y = \sigma_{crit} = K_{cr} \cdot 0,9E \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^2 = 25,668 \cdot 0,9 \cdot 210.000 \cdot \left(\frac{0,037}{4,5}\right)^2 = 327,59 \text{ MPa} \quad (9)$$

Además del límite elástico reducido, será necesario conocer f_{yd} para sustituir en las ecuaciones de pandeo, que se obtiene dividiendo el límite elástico entre un coeficiente de seguridad para pandeo:

$$f_{yd} = \frac{f_y}{1,05} = 311,99 \text{ MPa} \quad (10)$$

- El valor de χ_y y χ_z será el mismo, pues la sección es simétrica respecto a todos sus ejes. Se calcula de la siguiente forma:

$$\chi = \frac{1}{\varphi + \sqrt{\varphi^2 - \lambda^2}} \quad (11)$$

Donde:

$$\varphi = 0,5 \cdot [1 + \alpha \cdot (\lambda - 0,2) + \lambda^2] \quad (12)$$

Siendo α el coeficiente de imperfección elástica, que depende del tipo de sección. Como se trata de una sección circular obtenida a partir de acero laminado en caliente, su valor es de 0,21.

λ representa la esbeltez reducida. Al tratarse de una estructura con sección variable, el cálculo difiere ligeramente del que se utilizaría para un elemento de sección constante.

Primero se ha de calcular la esbeltez mecánica de la siguiente forma:

$$\lambda_k = L_k \sqrt{\frac{A_{med}}{I_k}} \quad (13)$$

Donde:

$$I_k = c \cdot I_{m\acute{a}x} \quad (14)$$


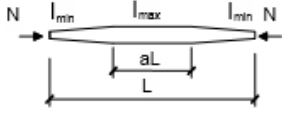
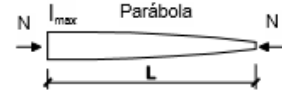

$I_{m\acute{a}x}$ es el mayor momento de inercia obtenido a lo largo del elemento, que en este caso se alcanza en la base y es igual a:

$$I_{m\acute{a}x} = \pi \cdot \frac{D_{base}^4 - (D_{base} - 2e_b)^4}{64} = 1,292 \text{ m}^4 \quad (15)$$

El valor de c se obtiene a partir de la tabla 7.4, a la cual se ha de acceder conociendo el valor del parámetro v :

$$v = \sqrt{\frac{I_{min}}{I_{max}}} \quad (16)$$

Tabla 7.4. Coeficiente C en piezas de sección variable

Variación de la sección	v a	Coeficiente c siendo $v = \sqrt{I_{min}/I_{max}}$									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
	0,0	0,121	0,220	0,316	0,412	0,509	0,606	0,703	0,801	0,900	1,000
	0,1	0,140	0,247	0,348	0,447	0,542	0,636	0,729	0,820	0,911	1,000
	0,2	0,166	0,284	0,391	0,490	0,585	0,675	0,761	0,844	0,923	1,000
	0,3	0,203	0,333	0,446	0,547	0,639	0,722	0,800	0,871	0,938	1,000
	0,4	0,257	0,403	0,521	0,620	0,705	0,779	0,844	0,902	0,953	1,000
	0,5	0,340	0,502	0,620	0,721	0,784	0,843	0,892	0,933	0,969	1,000
	0,6	0,477	0,641	0,745	0,815	0,867	0,906	0,936	0,961	0,982	1,000
	0,7	0,697	0,814	0,875	0,913	0,938	0,957	0,971	0,983	0,992	1,000
	0,8	0,922	0,951	0,966	0,976	0,983	0,988	0,992	0,995	0,998	1,000
	≥0,9	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	0,0	0,259	0,389	0,493	0,583	0,665	0,740	0,810	0,877	0,940	1,000
	0,1	0,308	0,448	0,555	0,643	0,719	0,786	0,846	0,902	0,953	1,000
	0,2	0,371	0,520	0,625	0,707	0,775	0,832	0,881	0,925	0,965	1,000
	0,3	0,453	0,605	0,703	0,775	0,830	0,867	0,914	0,947	0,975	1,000
	0,4	0,558	0,702	0,784	0,841	0,883	0,915	0,942	0,965	0,984	1,000
	0,5	0,686	0,801	0,861	0,900	0,927	0,948	0,965	0,979	0,990	1,000
	0,6	0,819	0,890	0,925	0,946	0,962	0,973	0,982	0,989	0,995	1,000
	0,7	0,925	0,954	0,968	0,978	0,984	0,989	0,992	0,996	0,998	1,000
	0,8	0,982	0,988	0,992	0,994	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	1,000
	≥0,9	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	-	0,273	0,402	0,506	0,595	0,676	0,749	0,817	0,882	0,942	1,000
	-	0,536	0,652	0,728	0,786	0,834	0,875	0,911	0,943	0,973	1,000
	0,9	0,221	0,626	0,846	0,924	0,958	0,976	0,986	0,993	0,997	1,000
	0,8	0,060	0,220	0,421	0,605	0,743	0,837	0,902	0,946	0,977	1,000
	0,7	0,027	0,105	0,221	0,395	0,502	0,635	0,753	0,852	0,933	1,000
	0,6	0,016	0,061	0,134	0,231	0,345	0,472	0,606	0,741	0,873	1,000
	0,5	0,010	0,040	0,090	0,160	0,250	0,360	0,490	0,640	0,810	1,000

Siendo I_{\min} el valor del momento de inercia en la sección de punta de torre:

$$I_{\min} = \pi \cdot \frac{3^4 - (3 - 2 \cdot 0,016)^4}{64} = 0,16695 \text{ m}^4 \quad (17)$$

Entonces se tiene que:

$$\nu = \sqrt{\frac{I_{\min}}{I_{\max}}} = 0,3595 \quad (18)$$

E interpolando a partir de la [tabla 7.4](#) utilizando el modelo de parábola:

$$c = 0,5589$$

$$I_k = c \cdot I_{\max} = 0,722 \text{ m}^4 \quad (19)$$

El valor del área media de la sección se calculará a partir de la media entre el área de la base y el de la punta:

$$A_{med} = \frac{\pi(4,5^2 - (4,5 - 0,074)^2 + 3^2 - (3 - 0,032)^2)}{4 \cdot 2} = 0,3343 \text{ m}^2 \quad (20)$$

Para obtener el valor de la esbeltez mecánica falta obtener L_k , que representa el valor de la longitud de pandeo y es igual a la longitud de la estructura multiplicada por un coeficiente que se puede obtener de la [tabla 7.5](#).

Tabla 7.5. Longitud de pandeo de barras canónicas

Condiciones de extremo	Biarticulada	Biempotrada	Empotrada articulada	Biempotrada desplazable	En ménsula
Longitud L_k	L	0,5L	0,7L	L	2L

Como la torre se encuentra empotrada en un extremo y libre en el otro, se considerará que su disposición es en ménsula y, por tanto:

$$L_k = 2L = 2 \cdot 92 = 184 \text{ m} \quad (21)$$

El valor de λ_k será:

$$\lambda_k = L_k \sqrt{\frac{A_{med}}{I_k}} = 184 \sqrt{\frac{0,3343}{0,722}} = 125,216 \quad (22)$$

Y a partir de este se podrá obtener el valor de la esbeltez reducida:

$$\lambda = \frac{\lambda_k}{\pi \cdot \sqrt{\frac{E}{f_y}}} = \frac{125,216}{\pi \cdot \sqrt{\frac{210 \cdot 10^9}{327,59 \cdot 10^6}}} = 1,574 \quad (23)$$

Obtenido este valor, se tienen todos los datos necesarios para calcular el valor del coeficiente de reducción χ :

$$\varphi = 0,5 \cdot [1 + \alpha \cdot (\lambda - 0,2) + \lambda^2] = 1,883 \quad (24)$$

$$\chi = \frac{1}{\varphi + \sqrt{\varphi^2 - \lambda^2}} = 0,3427 \quad (25)$$

- χ_{LT} representa el valor del coeficiente de reducción por pandeo lateral. Su valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\chi_{LT} = \frac{1}{\varphi_{LT} + \sqrt{\varphi_{LT}^2 - \lambda_{LT}^2}} \quad (26)$$

Donde:

$$\varphi_{LT} = 0,5 \cdot [1 + \alpha_{LT} \cdot (\lambda_{LT} - 0,2) + \lambda_{LT}^2] \quad (27)$$

$$\lambda_{LT} = \sqrt{\frac{W_y \cdot f_y}{M_{cr}}} \quad (28)$$

Para este caso, el valor de α_{LT} es de 0,76.

El valor de M_{CR} se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$M_{CR} = \sqrt{M_{LTv}^2 + M_{LTw}^2} \quad (29)$$

M_{LTv} representa la resistencia por torsión uniforme del elemento. Para secciones esbeltas, como es este caso, puede considerarse su valor igual a 0.











M_{Lw} representa la resistencia por torsión no uniforme, y se puede obtener utilizando la siguiente ecuación:

$$M_{LTw} = W_{el,y} \frac{\pi^2 E}{L_c^2} C_1 i_{f,z}^2 \quad (30)$$

Siendo:

- $W_{el,y}$ el módulo resistente elástico de la sección;
- L_c la longitud de pandeo lateral;
- E el módulo de elasticidad del acero;
- C_1 un factor que depende de las condiciones de apoyo y de la ley de flectores que soliciten al elemento, obtenido de la *tabla 7.6*, y
- $i_{f,z}$ el radio de giro con respecto al eje de menor inercia de la sección.

Tabla 7.6. Valor del factor C_1 en función del valor del factor ψ

Condiciones de apoyo y tipo de solici- ción	Diagrama de momentos flectores	C_1
	$\psi = +1$ 	1
	$\psi = +3/4$ 	1,14
	$\psi = +1/2$ 	1,32
	$\psi = +1/4$ 	1,56
	$\psi = 0$ 	1,88
	$\psi = -1/4$ 	2,28
	$\psi = -1/2$ 	2,7
	$\psi = -3/4$ 	2,93
	$\psi = -1$ 	2,75

El radio de giro de una sección se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$i_{eq} = \sqrt{I_{m\acute{a}x}/A_{m\acute{a}x}} = 1,557 \text{ [m]} \quad (31)$$

Sustituyendo los datos en las ecuaciones (30), (29), (28), (27) y (26), se obtiene:

$$M_{CR} = M_{LTW} = 0,588 \cdot \frac{\pi^2 \cdot 210 \cdot 10^9}{92^2} \cdot 1,88 \cdot 1,557^2 = 674.545.893,3 \text{ [N} \cdot \text{m]} \quad (32)$$

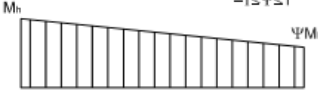
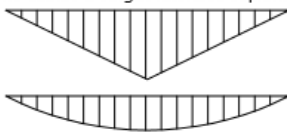
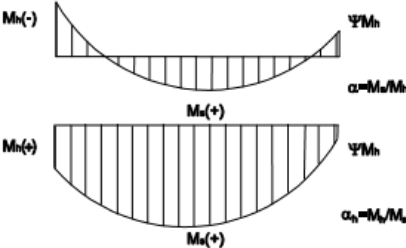
$$\lambda_{LT} = \sqrt{\frac{0,588 \cdot 327,59 \cdot 10^6}{674.545.893,3}} = 0,5345 \quad (33)$$

$$\varphi_{LT} = 0,5 \cdot [1 + 0,76 \cdot (0,5345 - 0,2) + 0,5345^2] = 0,6780 \quad (34)$$

$$\chi_{LT} = \frac{1}{\varphi_{LT} + \sqrt{\varphi_{LT}^2 - \lambda_{LT}^2}} = \frac{1}{0,678 + \sqrt{0,678^2 - 0,5345^2}} = 0,9131 \quad (35)$$

➤ Los valores de los factores de momento flector $c_{m,y}$, $c_{m,z}$ y $c_{m,LT}$ se obtienen a partir de la tabla 7.7:

Tabla 7.7. Coeficientes del momento equivalente

Factor de momento flector	Eje de flexión	Puntos arriostrados en dirección
$c_{m,y}$	y-y	z-z
$c_{m,z}$	z-z	y-y
$c_{m,LT}$	y-y	y-y
Diagrama de Flectores		Factor de momento uniforme equivalente
		$c_{m,y} = c_{m,i} \text{ (i=y)}$
		$c_{m,z} = c_{m,i} \text{ (i=z)}$
		$c_{m,LT} = c_{m,i} \text{ (i=LT)}$
Momentos de extremo $-1 \leq \psi \leq 1$ 		$c_{m,i} = 0,6 + 0,4 \cdot \psi \geq 0,4$
Momento debido a cargas laterales coplanarias 		$c_{m,i} = 0,9$
Momentos debidos a cargas laterales y momentos de extremos 		$c_{m,i} = 0,1 - 0,8 \cdot \alpha \geq 0,4 \text{ si } -1 \leq \alpha \leq 0$ $c_{m,i} = 0,2 + 0,8 \cdot \alpha \geq 0,4 \text{ si } 0 \leq \alpha \leq 1$ $c_{m,i} = 0,95 + 0,05 \cdot \alpha_h \text{ con } -1 \leq \alpha_h \leq 1$

Para el caso de $c_{m,z}$, se tiene que $\psi = 0$, pues en el extremo libre de la torre el momento aplicado es nulo.

Para $c_{m,y}$, al haberse considerado que todo el momento actúa en el eje y (y por tanto el eje de flexión es el eje z), los momentos serán nulos e iguales a ambos lados, por lo que $\psi = 1$.

De esta forma, se tiene que:

$$C_{m,y} = C_{m,LT} = 0,6 \quad C_{m,z} = 1$$

- Por último, falta calcular los valores de k_y , k_z , k_{yLT} . Para ello, es necesario introducir el valor de la esbeltez reducida en las ecuaciones. Sin embargo, en el Documento Básico se indica que, si su valor es superior a 1 (como es el caso), su valor se sustituya por 1. Haciendo esto, para secciones de clase 3 y 4 las ecuaciones quedan de la siguiente forma:

$$k_y = k_z = 1 + 0,6 \cdot \frac{N_{Ed}}{\chi_y \cdot N_{C,Rd}} \quad (36)$$

$$k_{yLT} = k_y = k_z = 1 - \frac{0,05}{(c_{m,LT} - 0,25)} \frac{N_{Ed}}{\chi_z \cdot N_{C,Rd}} \quad (37)$$

$N_{C,Rd}$ representa la resistencia de la sección a compresión. Se obtiene de la siguiente forma:

$$N_{C,Rd} = A \cdot f_{yd} = 0,518 \cdot \frac{327,59}{1,05} = 161,856 \text{ MN} \quad (38)$$

Y sustituyendo finalmente, queda:

$$k_y = k_z = 1,054 \quad (39)$$

$$k_{yLT} = k_y = k_z = 0,987 \quad (40)$$

En este punto ya se conocen todos los valores necesarios para sustituir en las ecuaciones de pandeo (1), (2) y (3), por lo que falta comprobar si todas ellas proporcionan unos valores inferiores a 1:

- Para toda la pieza:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_y \cdot A^* \cdot f_{yd}} + k_y \frac{c_{m,y} \cdot M_{y,Ed}}{\chi_{LT} \cdot W_y \cdot f_{yd}} + \alpha_z \cdot k_z \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} = 0,744 \quad (41)$$

- En piezas no susceptibles a pandeo por torsión:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_y \cdot A^* \cdot f_{yd}} + \alpha_y \cdot k_y \frac{c_{m,y} \cdot M_{y,Ed} + e_{N,y} \cdot N_{Ed}}{W_y \cdot f_{yd}} + k_z \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} = 0,568 \quad (42)$$

- En piezas susceptibles a pandeo por torsión:

$$\frac{N_{Ed}}{\chi_z \cdot A^* \cdot f_{yd}} + k_{yLT} \cdot \frac{M_{y,Ed} + e_{N,y} \cdot N_{Ed}}{\chi_{LT} \cdot W_y \cdot f_{yd}} + k_z \frac{c_{m,z} \cdot M_{z,Ed} + e_{N,z} \cdot N_{Ed}}{W_z \cdot f_{yd}} 1,11 > 1 \quad (43)$$

Para este último, la ecuación proporciona un valor superior a 1. Como se da el caso de que la estructura es susceptible a pandeo por torsión, debido al esfuerzo torsional que puede ejercer el viento en determinados casos, no cumple la normativa para pandeo. Para solucionar el problema será necesario modificar la sección de la torre. Bastará un incremento de dos milímetros en el espesor de la base para que la sección sea apta.

En la tabla 7.8 se incluyen, a modo de resumen, los datos de las nuevas dimensiones de la torre y de todos los parámetros necesarios para realizar el análisis de pandeo, así como los resultados obtenidos.

Tabla 7.8. Resumen de los parámetros de la torre tras el análisis de pandeo.

Diámetro de la base (m)	Espesor en la base (m)	Espesor en la Punta (m)	Volumen de acero de la torre (m³)	Masa de la torre (t)	Peso de la torre (kN)
4,5	0,039	0,016	31,344	246,046	2.413,818
Esfuerzo axil (MN)	Esfuerzo flector (MN)	Esfuerzo cortante (MN)	Tensión axil (MPa)	Tensión flectora (MPa)	Tensión cortante (MPa)
5,152	173,252	2,195	9,426	286,685	5,356
Tensión equivalente de Von Mises (MPa)	Tensión límite (MPa)	Tensión límite reducida f_y (MPa)	Tensión límite corregida f_{yd} (MPa)	Módulo resistente W_z (m³)	Área de la sección (m²)
296,257	470	364,596	347,234	0,620	0,546
Coefficientes de reducción por pandeo χ_y, χ_z	Coefficiente de reducción por pandeo lateral χ_{LT}	k_y, k_z	k_{LT}	α_y	α_z
0,311	0,903	1,052	0,987	0,8	1
$c_{m,y}$	$c_{m,z}$	$e_{N,y}, e_{N,z}$	Análisis para toda la pieza	Análisis para piezas no susceptibles a pandeo por torsión	Análisis para piezas susceptibles a pandeo por torsión
0,6	1	0	0,649	0,493	0,966

8. Fatiga

La fatiga es un fenómeno que pueden experimentar los materiales al verse sometidos a ciclos repetitivos de cargas. Debido a imperfecciones del material durante el proceso de fabricación, el material contendrá en su estructura unas imperfecciones, denominadas defectos.

Al someter al material a esfuerzos, pueden generarse pequeñas grietas en torno a dichos defectos, debilitando el material. Al sucederse numerosos ciclos de cargas, es posible que estas grietas aumenten su tamaño, pudiendo producir la rotura del material incluso cuando los esfuerzos soportados no superan el límite elástico del material.

Esta rotura se producirá de forma repentina y catastrófica, sin presentar apenas el material deformación plástica en la zona de rotura, haciendo que este tipo de fallos sea muy complicado de detectar.

Afortunadamente, para el caso de los aceros, los fenómenos de fatiga están ampliamente estudiados. Conociendo ciertos parámetros relativos a las cargas que debe soportar el material y accediendo a unas gráficas, denominadas curvas S-N o curvas de Wöhler (*figura 8.1*), es posible conocer el número de ciclos que va a aguantar el material sin romperse. Para ello, es necesario obtener el valor de una tensión denominada S_f , representada en el eje de ordenadas de las curvas S-N. Esto se realiza mediante el uso de la ecuación de Sorderberg, en el caso de que se considere como restricción el límite elástico del material en lugar de la tensión de rotura, para después obtener el número de ciclos que puede soportar el acero a partir del gráfico.

Por debajo de un determinado valor de tensión el material no experimentará fatiga, y se puede considerar que soportará un número infinito de ciclos. Esto se denomina vida infinita.

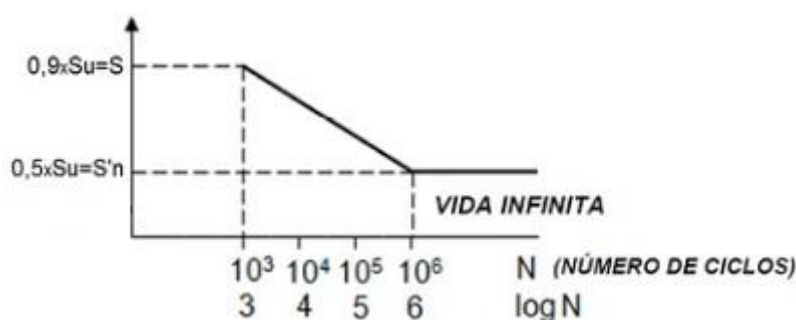


Figura 8.1. Aspecto de una curva S-N para los aceros

Para realizar el estudio, habrán de definirse primero las cargas que se van a considerar. La fatiga en la torre se deberá a la aparición de esfuerzos inducidos por ráfagas intermitentes o por la turbulencia del viento, que provocarán cargas alternas de forma constante sobre la

estructura. Además, el viento no actúa sobre la torre siempre en la misma dirección, si no que variará con el tiempo.

Como es muy complejo realizar el estudio de todos los fenómenos que pueden provocar fatiga, se va a simplificar el proceso en base el caso más desfavorable que consiste en suponer que el viento sopla de forma alternada en sentidos opuestos de manera continua, incluyendo la carga que actuaría sobre las palas como si estas siempre estuvieran siempre de cara al viento.

De esta forma, se tendrá que en los dos extremos de la torre se producirá una alternancia entre un esfuerzo máximo y un esfuerzo mínimo que, considerando los esfuerzos a compresión como positivos, tendrán el siguiente valor:

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \sqrt{\left(\frac{N}{A} + \frac{M \cdot y}{I}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{4}{3} \cdot \frac{Q}{A}\right)^2} \quad (1) \quad \sigma_{m\acute{i}n} = -\sqrt{\left(\frac{N}{A} - \frac{M \cdot y}{I}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{4}{3} \cdot \frac{Q}{A}\right)^2} \quad (2)$$

Donde:

- N es el esfuerzo axil debido al peso del conjunto;
- M es el esfuerzo flector debido a las cargas del viento;
- Q es el esfuerzo cortante debido a las cargas del viento;
- A es el área de la sección de la base;
- I es el momento de inercia de la sección de la base e
- y es la máxima distancia a la que se aplica el momento con respecto a la base, es decir,
 $y = R_{base}$

Si para un estudio inicial se consideran las mismas dimensiones de la torre que se obtuvieron después del estudio de pandeo, el esfuerzo axil será el mismo. Sin embargo, para dicho estudio se consideraron unas cargas del viento correspondientes a condiciones extremas determinadas por el EWM del *Apartado 5.1.2*. Para este caso se tomará el modelo NWP explicado en el *Apartado 5.1.1*, y que establece la siguiente distribución de la velocidad del viento con la altura:

$$V(z) = 8,031 \left(\frac{z}{92}\right)^{0,2} \text{ m/s} \quad (3)$$

Para calcular las cargas sobre el rotor, se considerará una velocidad sobre él de 8,031 m/s. Se utilizará el mismo procedimiento que se siguió en el *Capítulo 6*:

$$F_{viento_{rotor}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A \cdot C_D(\lambda) \quad (4)$$

Siendo:

- ρ la densidad del aire;
- V la velocidad del viento a la altura del rotor;
- A el área abarcada por el rotor y
- C_D el coeficiente de empuje del viento sobre las palas.

El coeficiente de empuje se ha de obtener experimentalmente a partir de un ensayo en un túnel de viento. Sin embargo, puede estimarse a partir de la relación entre las velocidades del viento antes y después de pasar del rotor, determinada por el factor a :

$$C_D = 4a(1 - a) \quad (5) \quad a = \frac{V_2}{V_1} \quad (6)$$

No se conoce el valor de la velocidad del viento después de pasar por las palas, pero sí que se puede obtener a partir de la velocidad específica del rotor, cuya ecuación es la siguiente:

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V} \quad (7)$$

Donde:

- Ω es la velocidad angular del rotor;
- R es el radio del rotor y
- V es la velocidad del viento.

La velocidad específica indica como aumenta la velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento. Para el caso del rotor elegido, se conoce que, para el caso de la velocidad nominal del viento (10,6 m/s), la velocidad de giro en punta de pala (producto de $\Omega \cdot R$) es igual a su velocidad máxima, que es de 74,6 m/s. Entonces:

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V} = \frac{74,6}{10,6} = 7,037 \quad (8)$$

El valor de λ calculado es aquel con el que el aerogenerador obtiene el máximo coeficiente de potencia. Si la velocidad del viento aumenta, el valor de λ disminuirá al no poder girar más rápido, lo que provocaría un aumento de los valores de los coeficientes de sustentación y resistencia y por tanto de la potencia, lo que puede derivar en un fallo de la estructura, del tren de potencia o del generador.

Para evitar que esto ocurra, las turbinas poseen un sistema de orientación de las palas, de forma que estas varíen su ángulo de ataque con respecto al viento con el fin de disminuir estos coeficientes.

Como la velocidad media se encuentra por debajo de esta velocidad nominal, para obtener la máxima potencia convendría que el rotor redujese su velocidad de giro con el fin de alcanzar el mismo valor de λ que el obtenido para las condiciones nominales. Por este motivo, se va a suponer que para una velocidad de 8,031 m/s, el valor de λ será también igual a 7,037. En estas condiciones, se puede obtener el valor del coeficiente de resistencia (C_D) siguiendo el siguiente procedimiento:

Es conocido que el parámetro λ y el parámetro a , a su vez relacionado con C_D , se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{(1-3a)} \quad (9)$$

De la cual se obtiene una ecuación de tercer grado que proporciona tres soluciones:

$$16a^3 - 8a^2 + (9 - 3\lambda^2)a + \lambda^2 - 1 = 0 \quad (10)$$

$$a_1 = -2,886 \quad a_2 = 3,041 \quad a_3 = 0,345 \quad (11)$$

A partir del parámetro a se puede obtener el valor de C_D . Esto se realiza sustituyendo dicho parámetro en la ecuación (5):

$$C_D = 4 \cdot 0,345(1 - 0,345) = 0,904 \quad (12)$$

El valor se obtiene de sustituir la solución a_3 , pues las otras dos proporcionan valores negativos.

Conocido el valor de C_D , se puede obtener la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor:

$$F_{viento_{rotor}} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot 8,031^2 \cdot 10.568 \cdot 0,904 = 377.404,07 \text{ [N]} \quad (13)$$

Para conocer la fuerza que el viento ejerce sobre la propia torre, se ha de calcular de nuevo el número de Reynolds para esta nueva velocidad, y a partir de su valor obtener el coeficiente de empuje sobre la torre utilizando la figura 8.2.

De nuevo, el valor del número de Reynolds se calculará en el punto más elevado de la torre:

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{1,225 \cdot 8,031 \cdot 3}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 1,639 \cdot 10^6 \quad (14)$$

Con lo que se obtiene, a partir de la *figura 8.2* un valor de $C_D = 0,4$.

Con esto último ya se dispone de todos los datos para conocer la distribución de la fuerza por unidad de longitud que es ejercida sobre la torre:

$$f(z) = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \left(8,031 \cdot \left(\frac{z}{92} \right)^{0,2} \right)^2 \cdot \left(4,5 - \frac{4,5-3}{92} \cdot z \right) \cdot 0,4 \text{ [N/m]} \quad (15)$$

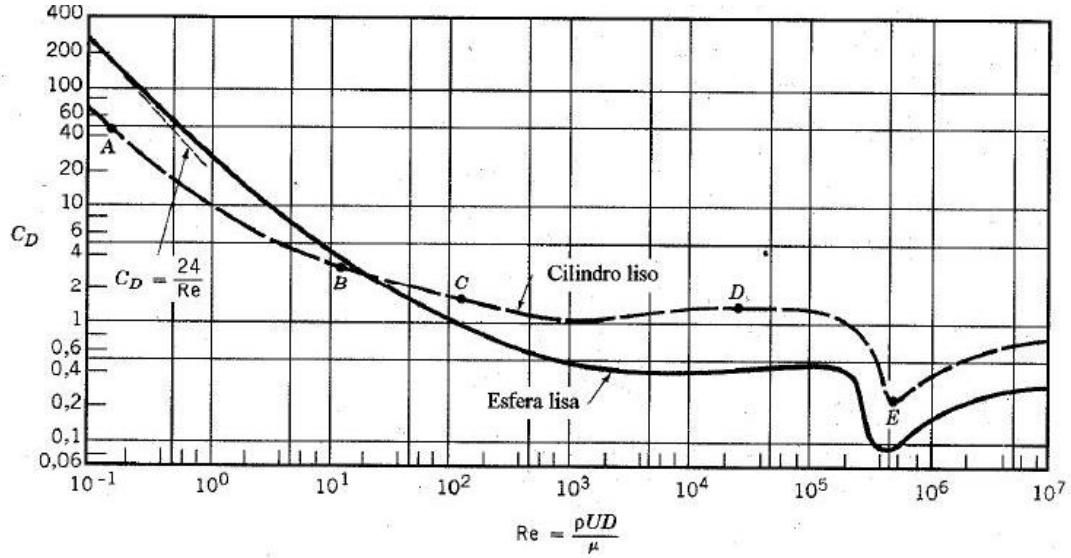


Figura 8.2. Coeficiente de arrastre de un cilindro en función del número de Reynolds

Siguiendo el mismo procedimiento que el del *Apartado 6.4*, pero en este caso sin mayorar las cargas como establece la normativa para el caso de fatiga, se pueden obtener los valores de los esfuerzos soportados por la sección de la base de la torre:

$$N = 3,817 \text{ [MN]} \quad (16)$$

$$Q = 0,379 \text{ [MN]} \quad (17)$$

$$M = 34,946 \text{ [MN} \cdot \text{m]} \quad (18)$$

Con estos valores, se obtiene:

$$\sigma_{\max} = 64,797 \text{ [MPa]} \quad (20)$$

$$\sigma_{\min} = -50,836 \text{ [MPa]} \quad (21)$$

$$\sigma_{\text{media}} = \frac{\sigma_{\max} + \sigma_{\min}}{2} = 6,980 \text{ [MPa]} \quad (22)$$

$$\Delta\sigma = \frac{\sigma_{\max} - \sigma_{\min}}{2} = 57,817 \text{ [MPa]} \quad (23)$$

Utilizando la tensión media y la amplitud de la tensión ($\Delta\sigma$), puede utilizarse la ecuación de Sorderberg mencionada anteriormente:

$$\frac{\sigma_{media}}{f_y} + \frac{\Delta\sigma}{S_f} \leq \frac{1}{a} \quad (23)$$

Donde:

- f_y es el límite elástico del material;
- S_f es el valor de tensión con el que se accede a la gráfica S-N y
- a es el coeficiente de seguridad, que de acuerdo a la Norma UNE-EN 61400 es igual a 1,1.

Como se ha mencionado, se necesita el valor de S_f para acceder a la gráfica S-N correspondiente al acero utilizado. Sin embargo, como los componentes de un aerogenerador son fabricados para durar entre 20 y 30 años, y al desconocer el número de ciclos que van a soportarse durante dicho periodo, se ha decidido diseñar la torre para que esta tenga vida infinita.

Esto hace que no sea necesario disponer de una gráfica S-N, pues, como se ha podido observar en la [figura 8.1](#), por debajo de un determinado valor de S_f , al que se va a denominar S'_f , el material soportará infinitos ciclos. Para calcular el valor de este parámetro se pueden utilizar los coeficientes de Marin mediante la siguiente expresión:

$$S'_f = 0,5 \cdot \sigma_{limite} \cdot k_a \cdot k_b \cdot k_c \cdot k_d \cdot k_e \quad (24)$$

Donde:

- σ_{limite} es la tensión última a tracción que puede soportar el acero;
- k_a es el factor de acabado superficial;
- k_b es el factor de tamaño;
- k_c es el factor de confiabilidad;
- k_d es el factor de temperatura y
- k_e es el factor de concentración de tensiones.

Los estudios de fatiga de los aceros suelen realizarse mediante ensayos de viga rotatoria. En ellos, se toma una probeta del material pulido y cuyas dimensiones se encuentran normalizadas. Al modificarse sus características, como el acabado superficial o su tamaño, la resistencia del material a fatiga disminuye, haciendo necesario su corrección utilizando estos factores

El valor de k_a representa cómo influye el acabado del material sobre la resistencia a fatiga. Cuanto peor sea el acabado, menor será su resistencia. Podrá determinarse a partir de la siguiente ecuación, sustituyendo en ella los valores de la *tabla 8.1*:

$$k_a = a \cdot \sigma_{\text{límite}}^b \quad (25)$$

El acero utilizado como material se obtiene mediante un proceso de laminado en caliente, por lo que a será igual a 57,7 MPa y b igual a -0,718.

Tabla 8.1. Coeficientes del factor de acabado superficial

Acabado superficial	Coeficiente a (MPa)	Exponente b
Pulido	1	0
Acabado fino (esmerilado, rectificado,)	1.58	-0.085
Mecanizado sin acabar/estirado en frío	4.51	-0.265
Laminado en caliente	57.7	-0.718
Forjado	272	-0.995

El valor del factor de tamaño k_b reduce el límite fatiga a medida que la sección del material aumenta. Puede obtenerse utilizando la siguiente ecuación de forma aproximada:

$$k_b = 1,189 \cdot d^{-0,097} \quad (26)$$

Para este caso, al ser cargas de flexión que no proceden de esfuerzos rotativos, ha de hallarse el diámetro equivalente:

$$d_{eq} = 0,37 \cdot D = 0,37 \cdot 4.500 = 1.665 \text{ [mm]} \quad (27)$$

El factor k_c es obtenido a partir de una distribución normal, en la que se representa la probabilidad de que el material realmente soporte los ciclos que se han calculado. Su valor puede obtenerse de la *tabla 8.2*.

Tabla 8.2. Valor del factor K_c según la confiabilidad.

Confiabilidad	Factor de confiabilidad K_c
0.5	1
0.9	0.897
0.95	0.868
0.99	0.814
0.999	0.753
0.9999	0.702
0.99999	0.659
0.999999	0.620
0.9999999	0.584
0.99999999	0.551
0.999999999	0.520

El factor k_d indica cómo se modifica el límite de fatiga al aumentar la temperatura del material. Es utilizado cuando las temperaturas superan los 450 °C, pues a temperaturas inferiores su valor es aproximadamente igual a 1.

El factor k_e indica cómo se modifica la resistencia del material al introducir en él algún tipo de discontinuidad, como pueden ser agujeros, ranuras o chavetas. Como en este caso la sección no presenta imperfecciones de este tipo, se considerará también como igual a 1.

Seleccionando una confiabilidad del 99,9%, y sustituyendo en la ecuación de Marin por los demás coeficientes, se obtiene:

$$S'_f = 0,5 \cdot 470 \cdot 57,7 \cdot 470^{-0,718} \cdot 1,189 \cdot 1,665^{-0,097} \cdot 0,753 \cdot 1 \cdot 1 = 68,279 \text{ [MPa]} \quad (29)$$

Por último, despejando S_f de la ecuación de Sorderberg (23), se obtiene:

$$\frac{6,980}{345} + \frac{57,817}{S_f} \leq \frac{1}{1,1} \rightarrow S_f = 65,046 \text{ [MPa]} \quad (30)$$

Al ser su valor menor que S'_f , se puede considerar que el material presenta vida infinita en estas condiciones.

9. Desplazamientos

En este capítulo se va a evaluar cuanto se desplaza la torre al estar sometida a las condiciones de viento extremo y en funcionamiento normal. En la Norma UNE-EN 61400 no se especifica un máximo de desplazamiento, si no que requiere que el desplazamiento de la torre no produzca interferencia mecánica con el rotor.

Para el caso de viento extremo, las palas del rotor estarán paradas, por lo que la interferencia mecánica consistirá en un simple contacto entre estas y la torre en caso de que una de las palas quede parada en las proximidades del soporte.

Si la torre opera en régimen de funcionamiento normal, el desplazamiento tiene una mayor importancia, pues las palas pueden golpear con la torre al girar y llegar a partirse.

En cualquier caso, el cálculo del desplazamiento lateral se va a realizar siguiendo un método integral, en el que se va a despreciar la influencia de los esfuerzos cortantes. Para ello, es necesario conocer la ley de momentos flectores producidos a lo largo de la torre. Al estar presentes dos fuerzas, habrá de calcularse la suma de esta ley de momentos.

Sin embargo, la carga debida a la fuerza del viento presenta ya de por sí misma forma integral, por lo que sumar la ley de momentos flectores con la ley que se obtiene de la fuerza ejercida por el rotor es un proceso complicado. Lo que se va a realizar es utilizar el principio de superposición, por el cual se pueden calcular los desplazamientos producidos por separado y obtener el valor final mediante su suma.

La ley de momentos flectores producida por la fuerza del rotor tendrá forma rectilínea con un valor nulo en el extremo superior de la torre, tal como se puede observar en la [figura 9.1](#). Para su cálculo las cargas deberán multiplicarse por los mismos coeficientes de seguridad que en el [Capítulo 6](#).

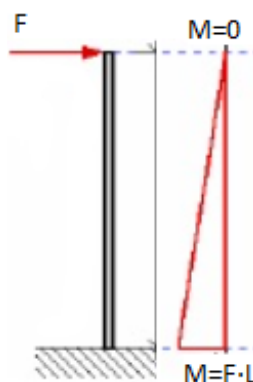


Figura 9.1. Ley de momentos flectores para una viga en voladizo con una fuerza aplicada en el extremo libre

La ecuación que determina esta ley de flectores a lo largo de la torre será, por tanto:

$$M_1 = F(L - z) \quad [N \cdot m] \quad (1)$$

Para el caso de la fuerza distribuida del viento a lo largo de la torre, la ecuación de la ley de momentos es más compleja:

$$M_2 = \int_0^L f(z) \cdot z \cdot dz - \int_0^L f(z) dz \cdot z + \int f(z) dz \cdot \left[z - \frac{\int f(z) \cdot z \cdot dz}{\int f(z) dz} \right] \quad [N \cdot m] \quad (2)$$

Teniendo, en función de la velocidad del viento y del coeficiente de arrastre:

$$f(z) = 1,35 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \left(V \cdot \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \right)^2 \cdot \left(4,5 - \frac{4,5 - 3}{92} \cdot z \right) \cdot C_d \quad [N/m] \quad (3)$$

$$f(z) \approx 0,00498551436 \cdot C_d \cdot V^2 \cdot z^x \cdot (276 - z) \quad [N/m] \quad (4)$$

El valor de x será igual a 0,22 para el caso de viento extremo y de 0,4 para condiciones nominales de funcionamiento.

Una vez que se hayan obtenido los valores de las leyes de flectores para cada caso, bastará con aplicar la siguiente ecuación para calcular la flecha o desplazamiento horizontal que es producido por cada fuerza:

$$U_h = \int_0^L \frac{M(z) \cdot (L - z)}{E \cdot I} \cdot dz \quad (5)$$

Como el momento de inercia es a su vez variable con la altura, se va a tomar un valor intermedio para simplificar el cálculo, tal que:

$$I = I_{med} = 0,7633 \quad [m^4] \quad (6)$$

9.1. Desplazamientos para el caso de viento extremo

En este caso se tiene que las fuerzas producidas por el viento tienen, ya aplicados los coeficientes de mayoración, los siguientes valores:

$$F = 1,35 \cdot F_{rotor} = 1.546.808,68 \text{ [N]} \quad (7)$$

$$f(z) \approx 0,00498551436 \cdot C_d \cdot V^2 \cdot z^{0,22} \cdot (276 - z) = 14,1199 \cdot z^{0,22} \cdot (276 - z) \text{ [N/m]} \quad (8)$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones (2) y (5), se tiene que:

$$u_{h1} = \int_0^{92} \frac{1.546.808,68 \cdot (92 - z) \cdot (92 - z)}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,7633} \cdot dz = 2,504 \text{ [m]} \quad (9)$$

$$u_{h2} = \int_0^{92} \frac{M_2 \cdot (92 - z)}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,7633} \cdot dz = 0,409 \text{ [m]} \quad (10)$$

El desplazamiento total es, por tanto:

$$u_{extremo} = u_{h1} + u_{h2} = 2,913 \text{ [m]} \quad (11)$$

Y si se compara con el tamaño total de la torre, supone un porcentaje de deformación de:

$$\%Deformación_{lateral} = \frac{u_{extremo}}{92} \cdot 100 = 3,16\% \quad (12)$$

En un principio, este resultado puede sugerir que los desplazamientos son muy elevados. Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que la torre, para estas condiciones del viento, se ve sometida a vientos huracanados de más de 200 km/h, por lo que no es descabellado que se desplace estas distancias.

Para calcular el desplazamiento vertical, se utilizará la siguiente ecuación:

$$v = \frac{N \cdot L}{E \cdot A} \text{ [m]} \quad (13)$$

Se va a realizar la simplificación de que el esfuerzo axil (N) es constante a lo largo de la torre e igual a su valor máximo, que es el que se obtiene en la base. Su valor se puede obtener de la tabla 6.10, siendo este $N = 5,152 \text{ [MN]}$.

De la forma similar a los dos casos anteriores, como el área no es constante para todas las secciones de la estructura, se va a tomar un valor medio a lo largo de la torre:

$$A_{med} = 0,3482 [m^2] \quad (14)$$

Sin embargo, la ecuación (13) no considera la deformación debida a la inclinación de la torre. Por tanto, habrá de sumarse el siguiente término:

$$v_{flector} = 92 - \cos(\theta) \cdot 92 \quad (15)$$

Siendo:

$$\theta = \arctan\left(\frac{u_{extremo}}{92}\right) \quad (16)$$

Obteniéndose entonces siguiente desplazamiento vertical:

$$v_{extremo} = \frac{5,152 \cdot 10^6 \cdot 92}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,3482} + 92 - \cos\left(\arctan\left(\frac{2,913}{92}\right)\right) \cdot 92 = 0,0525 [m] \quad (17)$$

$$\%Deformación_{vertical} = \frac{v_{extremo}}{92} \cdot 100 = 0,0571\% \quad (18)$$

9.2. Desplazamientos para el caso de condiciones normales de viento.

Para este segundo caso se va a evaluar cuanto se desplaza el extremo superior de la torre en cuando el aerogenerador se encuentra en condiciones de funcionamiento normales, es decir, cuando el viento sopla a la velocidad media de la zona (8,051 m/s). Para ello, se tomarán los valores de la fuerza del rotor y de la velocidad del viento que se utilizaron en el *Capítulo 8*:

$$F = 1,35 \cdot F_{rotor} = 509.495,49 [N] \quad (19)$$

$$f(z) \approx 0,00498551436 \cdot C_d \cdot V^2 \cdot z^{0,22} \cdot (276 - z) = 0,1286 \cdot z^{0,22} \cdot (276 - z) [N/m] \quad (20)$$

Obteniéndose así los siguientes desplazamientos:

$$u_{h1} = \int_0^{92} \frac{509.495,49 \cdot (92 - z) \cdot (92 - z)}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,7633} \cdot dz = 0,825 [m] \quad (21)$$

$$u_{h2} = \int_0^{92} \frac{M_2 \cdot (92 - z)}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,7633} \cdot dz = 0,0037 [m] \quad (22)$$

El desplazamiento total es, por tanto:

$$u_{normal} = u_{h1} + u_{h2} = 0,8287 [m] \quad (23)$$

Y si se compara con el tamaño total de la torre, supone un porcentaje de deformación de:

$$\%Deformación_{lateral} = \frac{u_{nominal}}{92} \cdot 100 = 0,9007\% \quad (24)$$

Para el calcular el desplazamiento vertical se utilizará la misma ecuación que en el caso de viento extremo, la ecuación (17), pero con los datos de las condiciones normales:

$$v_{normal} = \frac{5,152 \cdot 10^6 \cdot 92}{210 \cdot 10^9 \cdot 0,3482} + 92 - \cos\left(\arctan\left(\frac{0,8287}{92}\right)\right) \cdot 92 = 0,0102 [m] \quad (25)$$

Y el porcentaje sobre el tamaño total de la torre es:

$$\%Deformación_{vertical} = \frac{v_{nominal}}{92} \cdot 100 = 0,0111\% \quad (26)$$

10. Resonancia

La resonancia es un fenómeno que experimenta un cuerpo o estructura cuando su frecuencia natural de vibración coincide con la frecuencia de aplicación de una fuerza. En el caso de la torre, esto produciría un aumento del balanceo, pudiendo tener como consecuencias su derrumbe.

La frecuencia natural de la torre puede coincidir con la frecuencia de una ráfaga de viento en momentos concretos, así como con los movimientos de giro del generador y del rotor. El estudio se va a centrar en evitar la resonancia con este último, pues produce grandes esfuerzos que estarán presentes prácticamente durante todo el tiempo de vida del aerogenerador.

La torre se puede simplificar como si se tratase de una viga en voladizo, presentando cuatro modos de vibración lateral. De estos modos, los que se encontrarán más cercanos a las frecuencias de giro del rotor serán los tres primeros, pues este gira a bajas frecuencias. Dichos modos pueden observarse en la *figura 10.1*.

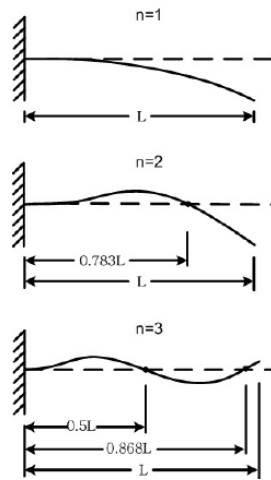


Figura 10.1. Modos de vibración de una viga en voladizo.

Las frecuencias de cada uno de los modos de vibración se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$f_1 = \frac{1,875^2}{2\pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\rho \cdot A}} \text{ [Hz]} \quad (1) \quad f_2 = \frac{4,694^2}{2\pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\rho \cdot A}} \text{ [Hz]} \quad (2)$$

$$f_3 = \frac{7,855^2}{2\pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\rho \cdot A}} \text{ [Hz]} \quad (3)$$

Donde:

- L es la longitud de la viga;

- E es el módulo de elasticidad del material, igual a 210 GPa;
- I es el momento de inercia de la sección;
- ρ es la densidad del material, igual a 7.850 kg/m³ y
- A es el área de la sección.

Como la sección de la torre es variable, se va a calcular a modo de aproximación cada una de las frecuencias utilizando los valores medios del momento de inercia y del área de la sección a lo largo de toda la estructura. De esta forma, se obtiene:

$$I_{media} = 0,7633 [m^4] \quad A_{media} = 0,3482 [m^2] \quad (4)$$

Y sustituyendo en las ecuaciones de los modos de vibración:

$$f_1 = 0,506 [Hz] \quad f_2 = 3,172 [Hz] \quad f_3 = 8,883 [Hz] \quad (5)$$

Conocidas las frecuencias naturales, falta compararlas con las frecuencias de giro del rotor. El fabricante especifica que el generador gira a unas revoluciones de entre 700 y 1.300 rpm, con una relación de transmisión con respecto al rotor de 1:89. Esto quiere decir que el rotor girará entre 7,865 y 14,606 rpm. De esta forma, convirtiendo estas velocidades de giro a frecuencia, se obtiene:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (6)$$

$$f_{rotor\,m\acute{a}x} = \frac{14,606 \cdot \frac{2\pi}{60}}{2\pi} = 0,2434 [Hz] \quad f_{rotor\,m\acute{i}n} = \frac{7,865 \cdot \frac{2\pi}{60}}{2\pi} = 0,1310 [Hz] \quad (7)$$

Por último, se ha de comprobar que la frecuencia del rotor se encuentra separada en un 50% de su valor a cualquiera de las frecuencias de los modos de vibraciones. En este caso, habrá de verificarse dicho valor sea inferior a la frecuencia del primer modo de vibración:

$$1,5 \cdot f_{rotor\,m\acute{a}x} = 1,5 \cdot 0,2434 = 0,3651 < 0,506 [Hz] \quad (8)$$

Como se cumple la condición anterior, el diseño, en principio, no tendrá problemas de resonancia con las fuerzas inducidas por el rotor. Sin embargo, al haberse realizado varias simplificaciones, los resultados no son del todo precisos, por lo que habrá de realizarse una comparación más adelante con el ensayo de elementos finitos.

11. *Análisis mediante el método de los elementos finitos (MEF)*

El método de los elementos finitos (MEF, para abreviar) consiste en dividir una geometría, ya sea bidimensional o tridimensional, en un número finito de elementos más sencillos, con la finalidad de obtener una solución aproximada a problemas muy complejos.

La resolución de los problemas mediante MEF suele hacer necesario la utilización de ecuaciones diferenciales o integrales muy complejas. Esto, y el hecho de que los cálculos suelen realizarse mediante el uso de matrices, hacen que la utilización de computadores sea la mejor manera para resolver este tipo de problemas.

El procedimiento general a seguir para realizar un análisis mediante MEF es el siguiente:

- Se debe disponer del modelo geométrico del objeto que se desee instalar. Algunos programas permiten realizar el diseño antes de ensayarlo, mientras que otros requieren importar la geometría de otro programa.
- Lo siguiente que se debe realizar es especificar al programa cuales son las propiedades de la geometría. En el caso de un análisis mecánico, se deberán introducir las propiedades del material utilizado para cada una de las partes que compongan la geometría.
- Una vez definido completamente todo lo relativo a la geometría, habrá de especificarse el tipo de análisis que se desea realizar, y en función de esto, las cargas que actúan sobre la estructura y las condiciones de contorno. Este paso puede realizarse antes o después del proceso de mallado.
- El siguiente paso tiene una gran importancia a la hora de obtener los resultados. Se trata del proceso de mallado, por el cual la geometría es dividida en un conjunto de elementos más pequeños. En función de la forma de la malla y del número de elementos considerados, los resultados obtenidos deben ser diferentes.

El MEF será más preciso si la malla es más fina, es decir, si tiene un gran número de elementos. Sin embargo, esto requerirá que el programa resuelva un mayor número de ecuaciones, lo que aumentará el tiempo de cálculo. Es recomendable utilizar una malla estructurada (aquellas en las que los elementos siguen un patrón reconocible), pues el programa podrá parametrizar cada uno de los elementos que la componen y reducir así el coste computacional.

Suele ser recomendable realizar un análisis de sensibilidad de la malla, con el cual se comprueba que la malla es correcta al no producirse variaciones en los resultados obtenidos.

- Por último, una vez ejecutado el cálculo, se accederá a un módulo por el cual podrán visualizarse los resultados del análisis seleccionado.

El programa que se va a utilizar para realizar el diseño y análisis de la estructura se trata de ANSYS, en su versión Student. La principal diferencia con la versión completa es que limita el número de nodos que se pueden incluir en el mallado a un máximo de 32.000. Será necesario, por tanto, realizar un análisis de sensibilidad de la malla para comprobar si se trata de un número suficiente de elementos.

11.1. Mallado de la estructura

Definida la geometría de la torre, es necesario acceder al módulo *Model* para realizar el mallado. El programa proporciona gran cantidad de opciones para conseguir una malla lo más estructurada y refinada posible. Sin embargo, al tratarse de una geometría sencilla, bastará con utilizar tan solo una de estas opciones. Dicha opción se denomina *Sweep Method* (método de barrido), y se encuentra dentro de la pestaña *Mesh control* (controles del mallado).

El *Sweep Method* permite definir al programa que lo que va a mallar se trata de una geometría de revolución. Esto permite modificar el sistema de coordenadas con el que trabaja la malla con el fin de permitir al programa disponer los elementos de manera estructurada.

Posteriormente, se ha de elegir el rango de tamaño que los elementos van a presentar en la malla. Como se ha mencionado anteriormente, el límite de nodos se encuentra en 32.000, por lo que no se podrán utilizar elementos demasiado pequeños. Al haberse utilizado un sistema de mallado por barrido, el programa solo permite definir un tamaño fijo de los elementos, en lugar de un tamaño máximo y uno mínimo como suele ser habitual. Se ha elegido un tamaño de 1,25 metros por elemento, lo que proporciona un total de 4.736 elementos y 31.680 nodos.

En la figura 11.1 se puede observar una imagen del mallado de la estructura observado desde el alzado del modelo.

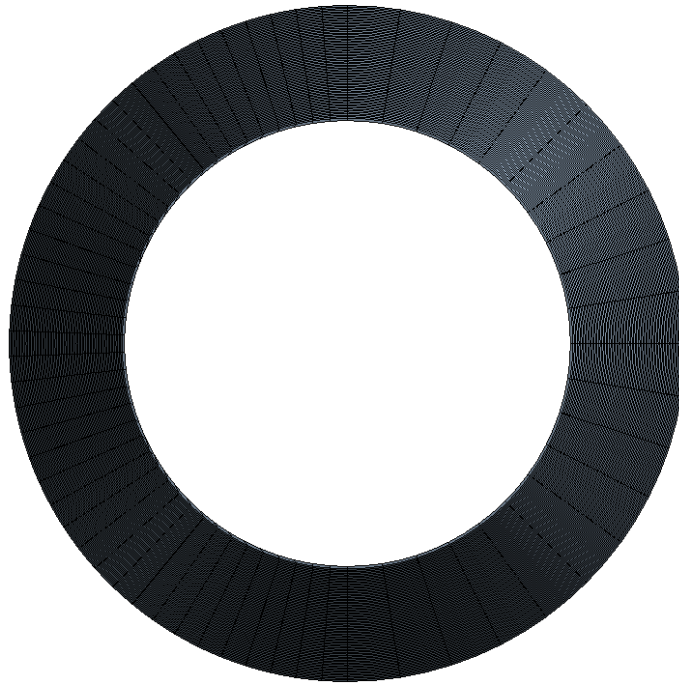


Figura 11.1. Detalle del mallado de la estructura observado desde el alzado

11.2. Modelización de las cargas

Una vez realizado el diseño de la estructura y tras haber finalizado el mallado, es necesario definir las cargas y las condiciones de contorno. Esto último consistirá en indicar al programa que la base de la torre se trata de un empotramiento. Las cargas se dispondrán de la siguiente forma:

- El peso de la estructura no será necesario indicarlo, pues bastará con indicar al programa que se han de considerar los efectos de la gravedad.
- El peso de la góndola se simplificará como una carga distribuida en la cara del extremo superior de la torre en dirección vertical.
- La carga del viento sobre el rotor se simplificará como una carga aplicada sobre la cara del extremo superior de la torre con sentido el del viento, pues si se indica al programa que se trata de una carga puntual, las deformaciones y tensiones obtenidas de forma local en la zona de aplicación no se corresponderán con la realidad.
- Por último, la carga que ejerce el viento sobre la torre se va a simplificar como una carga distribuida por unidad de longitud de manera uniforme, de tal forma que la fuerza total aplicada sea de igual valor a la real (esto es, que el área bajo la curva que se obtiene de la representación de ambas distribuciones sea la misma).

11.3. Tensiones soportadas para el caso de viento extremo

En este primer análisis, las cargas presentan el mismo valor que en el *Capítulo 6*, a excepción de la carga del viento sobre la torre, tal como se ha indicado en el apartado anterior. Para calcular su valor, se ha seguido el siguiente procedimiento:

$$F_{total_{real}} = F_{total_{uniforme}} \quad (1)$$

$$F_{total_{real}} = \int_0^{92} \frac{1}{2} \cdot 1,225 \left(59,5 \cdot \left(\frac{z}{92} \right)^{0,11} \right)^2 \cdot \left(4,5 - \frac{4,5 - 3}{92} \cdot z \right) 0,8 dz = 4,808 \cdot 10^5 \text{ [N]} \quad (2)$$

$$F_{total_{uniforme}} = \frac{F_{total_{real}}}{L} = \frac{4,808 \cdot 10^5}{92} = 5.226,456 \text{ [N/m]} \quad (3)$$

Como la normativa indica que ha de multiplicarse por un coeficiente de seguridad de 1,35, la fuerza resultante que se introducirá en el programa será de:

$$F_{distribuida} = 1,35 \cdot 5.226,456 = 7.055,715 \text{ [N/m]} \quad (4)$$

En la *figura 11.2* puede observarse como se han dispuesto las cargas en el programa y los valores introducidos.



Figura 11.2. Disposición y valor de las cargas para el análisis tensional de viento extremo.

Con esta disposición de las cargas, las tensiones obtenidas a lo largo de la estructura se muestran en la *figura 11.3*. Se puede apreciar que el punto en el que la tensión es máxima se encuentra en un punto cercano a la base y situado en el extremo de la sección opuesto a aquel sobre el que incide el viento, tal como se supuso en los cálculos analíticos.

El valor de dicha tensión adquiere un valor de 300,72 MPa. En los cálculos analíticos se obtuvo un valor de esta misma tensión de 296,25 MPa. Esto supone una diferencia del 1,48% entre ambos valores, por lo que puede considerarse que la modelización es válida.

A pesar de tener un valor superior, se sigue cumpliendo el requisito que exige la normativa, que consiste en que la tensión máxima adquiera un valor inferior al límite elástico del material dividido entre 1,5. De esta forma, se obtiene el siguiente coeficiente de aprovechamiento:

$$\text{Coef. aprovechamiento} = \frac{300,72}{470/1,5} \cdot 100 = 95,97\% \quad (5)$$

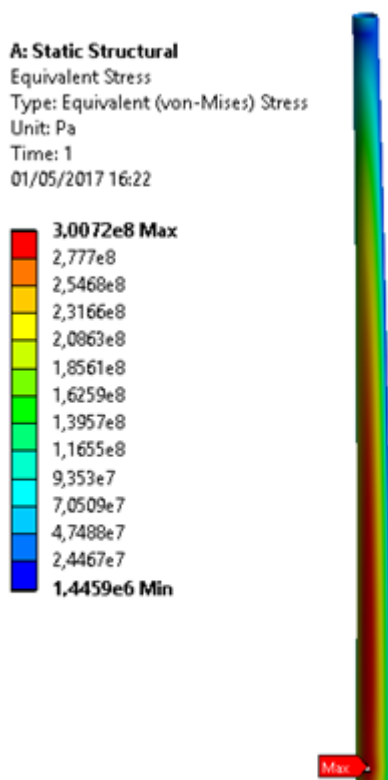


Figura 11.3. Distribución de la tensión equivalente de Von Mises en la estructura.

11.4. Fatiga

Para realizar el análisis de fatiga en ANSYS bastará con indicar al programa que incluya esta opción dentro de la solución del análisis estático. Las cargas que se van a considerar y su forma de aplicación serán iguales a las del *Capítulo 9*, de tal forma que las cargas del viento se apliquen de forma opuesta en cada ciclo, tal como se indica en la *figura 11.4*.

Para realizar el análisis se ha especificado al programa que utilice el método de Sorderberg, tal como se realizó en el *Capítulo 9* de forma analítica.

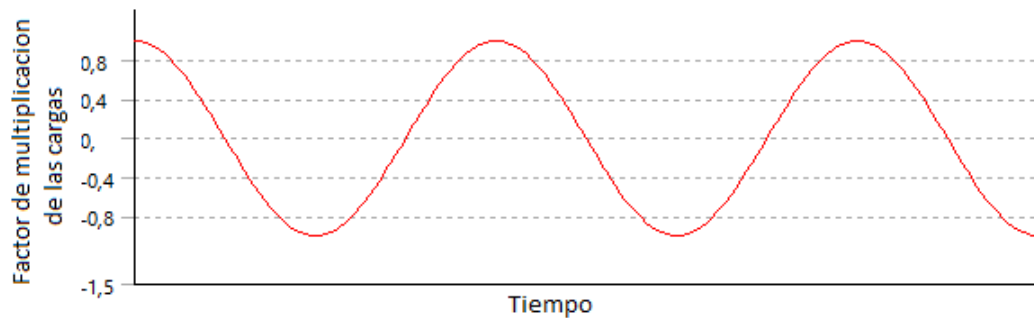


Figura 11.4. Representación del factor de multiplicación de las cargas con respecto del tiempo.

De la misma manera, se van a utilizar los mismos valores de las cargas que en dicho capítulo, los cuales pueden observarse en la *figura 11.5*. Mientras que las fuerzas debidas al peso de la estructura se mantendrán constantes, se han de modificar las cargas producidas por el viento.

Para el caso de la carga distribuida se va a aplicar la misma simplificación que en el *Apartado 11.3* con la velocidad media del viento en lugar de la extrema y sin aplicar el coeficiente de seguridad, pues la normativa especifica que no se debe incluir para el análisis de fatiga:

$$F_{total_{real}} = F_{total_{uniforme}} \quad (6)$$

$$F_{total_{real}} = \int_0^{92} \frac{1}{2} \cdot 1,225 \left(8,031 \cdot \left(\frac{z}{92} \right)^{0,2} \right)^2 \cdot \left(4,5 - \frac{4,5 - 3}{92} \cdot z \right) 0,4 dz = 3.764,203 [N] \quad (7)$$

$$F_{total_{uniforme}} = \frac{F_{total_{real}}}{L} = \frac{3.764,203}{92} = 40,915 [N/m] \quad (8)$$



Figura 11.5. Disposición y valor de las cargas consideradas en el análisis de fatiga

Tras realizar el análisis se ha obtenido que, en toda la estructura, la vida estimada es como mínimo de 10^6 ciclos, lo que se puede observar en la [figura 11.6](#). Esto quiere decir que la estructura soportará vida infinita, tal como se dedujo en el *Capítulo 9* de forma analítica.

A: Static Structural

Life

Type: Life

Time: 0

02/05/2017 15:11

1e6 Max

1e6 Min



Figura 11.6. Distribución del número de ciclos mínimo que soporta cada punto de la estructura

11.5. Desplazamientos

Para determinar los desplazamientos de la estructura, se va a seguir el mismo procedimiento que en el *Capítulo 10*. Se obtendrán primero los relativos al caso de viento extremo y posteriormente los relativos a las condiciones nominales.

11.5.1. Desplazamientos para el caso de viento extremo

En este primer caso se van a introducir en el programa las mismas fuerzas que se emplearon en el *Apartado 11.3*, y que pueden observarse en la *figura 11.2*.

Tras realizar la simulación, se obtiene que la flecha lateral en el extremo superior de la torre es de 2,69 m, mientras que en el análisis analítico era de 2,91 m. En el caso del desplazamiento vertical, se obtiene un valor de 0,076 m, por los 0,052 m del caso analítico, siendo por tanto las diferencias pequeñas entre ambos análisis. Estos resultados se pueden observar en la *figura 11.7* (para el caso del desplazamiento vertical habrá que observar el valor mínimo, pues se refiere a una compresión de la estructura).

El desplazamiento horizontal representa, con respecto a la altura total de la estructura un 2,93% de deformación, mientras que el vertical supone un 0,083%.

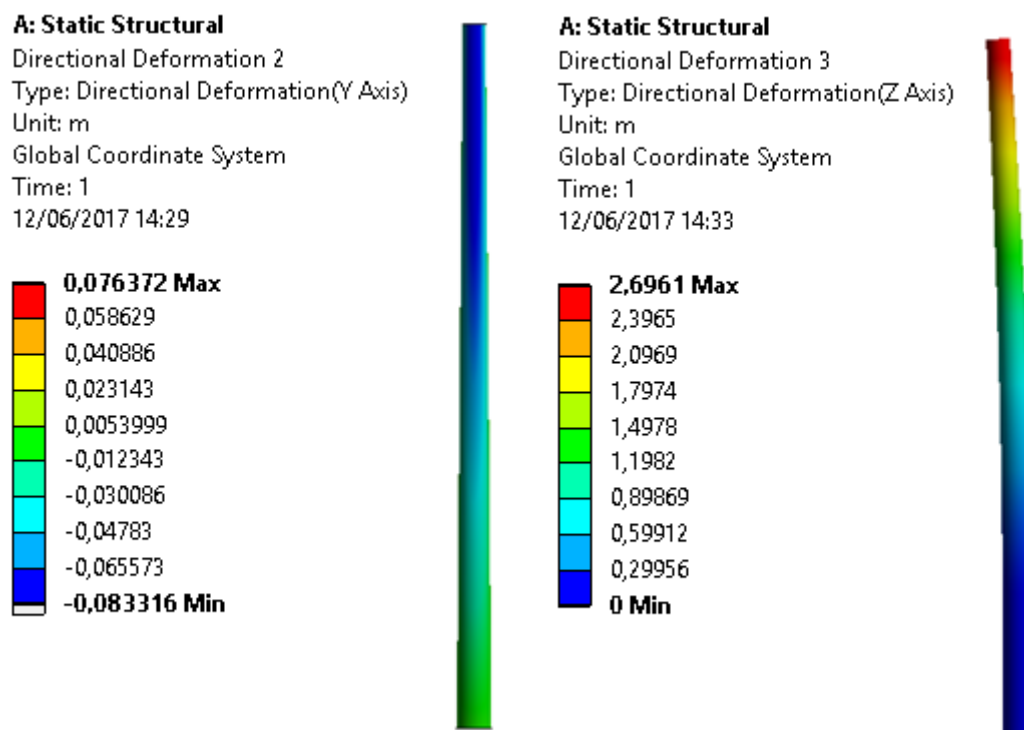


Figura 11.7. Desplazamiento vertical (izquierda) y desplazamiento lateral (derecha) para el caso de viento extremo.

11.5.2. Desplazamientos para funcionamiento en condiciones normales

Para este segundo caso se van a introducir en el programa las mismas fuerzas que se emplearon en el *Apartado 11.4* pero multiplicando las cargas por 1,35, tal como se indica en la normativa. Los valores de las cargas introducidas serán, por tanto:

$$F_{\text{viento sobre el rotor}} = 509.495,49 \text{ [N]} \quad (9)$$

$$F_{\text{viento sobre la torre}} = 55,235 \text{ [N/m]} \quad (10)$$

$$Peso_{\text{góndola}} = 1.893.820,5 \text{ [N]} \quad (11)$$

Los resultados obtenidos (*figura 11.8*) indican un desplazamiento horizontal en el extremo superior de la torre de 0,778 m y un desplazamiento vertical de 0,020 m. Para el caso analítico, los valores de estos desplazamientos fueron de 0,828 m y 0,0102 m, respectivamente. Las diferencias en ambos casos son pequeñas, del orden de centímetros.

Con respecto al porcentaje que suponen con respecto a la altura total, la deformación horizontal es del 0,84% y la vertical del 0,022%.

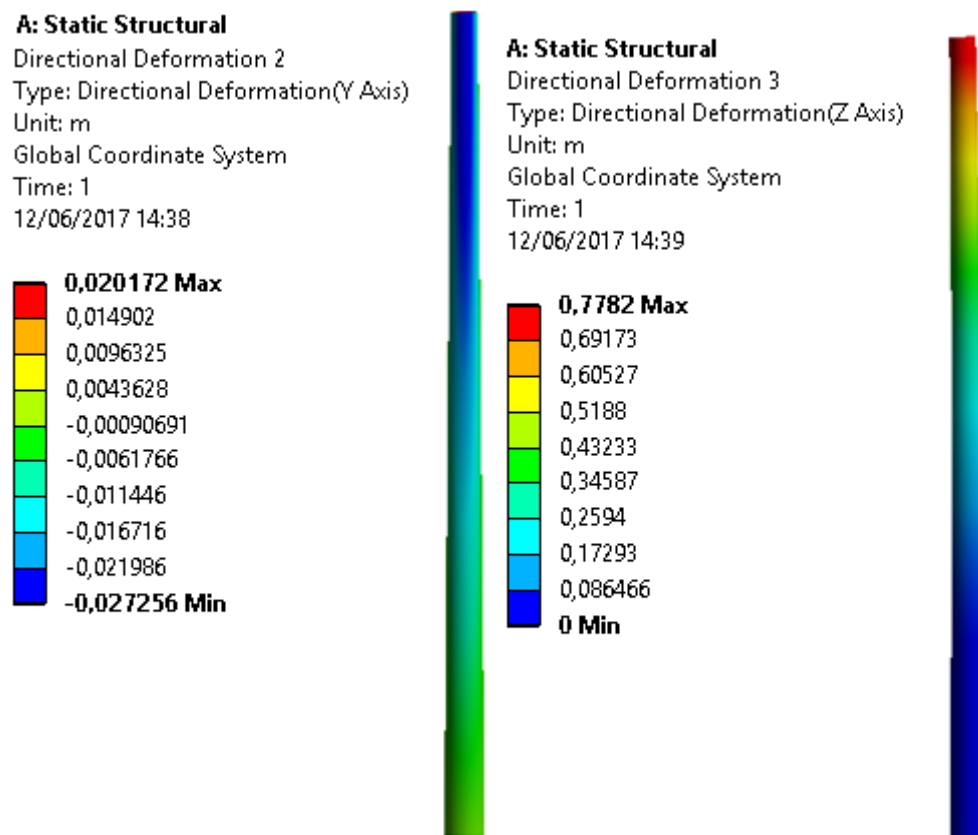


Figura 11.8. Desplazamiento vertical (izquierda) y desplazamiento lateral (derecha) para el caso de condiciones normales de funcionamiento

11.6. Resonancia

Para este tipo de análisis será necesario acceder a un módulo del programa diferente, denominado como análisis modal. Este tipo de análisis es más sencillo, pues únicamente ha de indicarse como condición de contorno el empotramiento.

De la misma forma que se realizó en el *Capítulo 10*, se va a indicar al programa que calcule únicamente las frecuencias de los tres primeros modos de vibración. Una vez finalizado el análisis, el programa proporciona una tabla con las frecuencias, la cual puede observarse en la *tabla 11.1*. La forma que presenta la deformada de la estructura para cada modo se puede observar en la *figura 11.9*.

Tabla 11.1. Frecuencias de los tres primeros modos de vibración.

<i>Modos de vibración</i>	<i>Frecuencia MEF (Hz)</i>
<i>Modo 1</i>	<i>0,7227</i>
<i>Modo 2</i>	<i>3,2141</i>
<i>Modo 3</i>	<i>7,9569</i>

Es en este apartado en el que las diferencias del análisis analítico y el análisis mediante MEF son más significativas. Esto es debido a que la simplificación realizada en el caso analítico (consistente en utilizar un valor medio del área y del momento de inercia) tiene mayor importancia sobre el resultado, pues este depende en mayor cantidad de la relación entre estas variables que en los demás tipos de análisis.

En cualquier caso, se sigue cumpliendo lo indicado por la normativa, pues la frecuencia del rotor multiplicada por 1,5 en el caso de velocidad de giro más alta (caso desfavorable) sigue siendo menor que la frecuencia del primer modo de vibración:

$$1,5 \cdot f_{\text{rotor máx}} = 1,5 \cdot 0,2434 = 0,3651 < 0,7227 \text{ [Hz]} \quad (12)$$

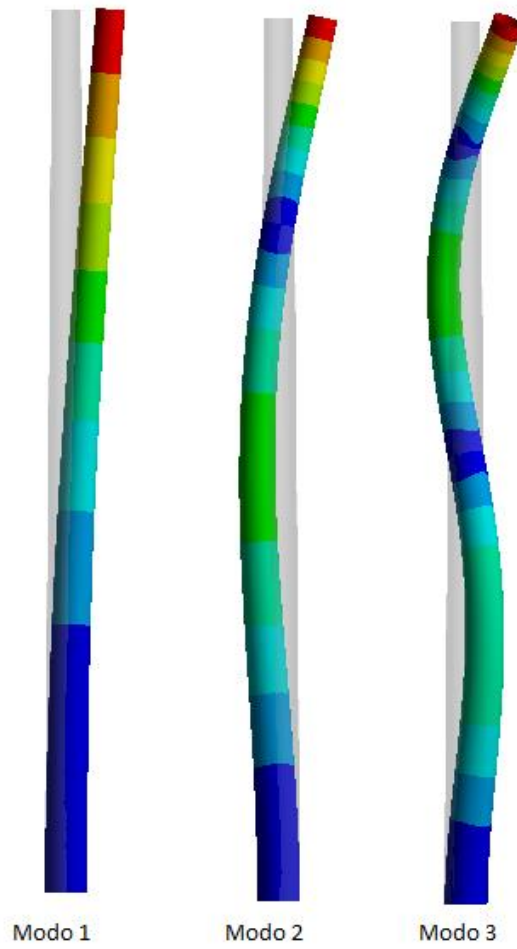


Figura 11.9. Deformada de la estructura para los tres primeros modos de vibración

11.7. Pandeo

Se ha decidido dejar el análisis de pandeo para el final debido a las grandes diferencias que presenta su análisis mediante el MEF con respecto al método analítico. Mientras que en el *Capítulo 7* se utilizó el CTE para calcular el pandeo en la zona más crítica de la torre (la base), ANSYS trata de calcular todos los modos de pandeo utilizando diferentes modelos matemáticos. Posteriormente, el programa indica por qué factor han de multiplicarse las cargas para que ocurra un determinado modo de pandeo.

El análisis a pandeo tiene una mayor complejidad que el estudio de los demás fenómenos, y requeriría un estudio exhaustivo y una gran cantidad de recursos computacionales para analizar todos los posibles modos de pandeo, con el fin de poder encontrar el modo equivalente al calculado en el *Capítulo 7*.

Debido a esto, se ha decidido indicar a ANSYS que calcule 5.000 modos diferentes de pandeo, cuyos factores de multiplicación se pueden observar en la *figura 1.10*, y se tomará como referencia aquel que proporcione el factor más restrictivo. Las cargas utilizadas corresponden a las mismas utilizadas en el *Capítulo 7* y en el *Apartado 11.3*.

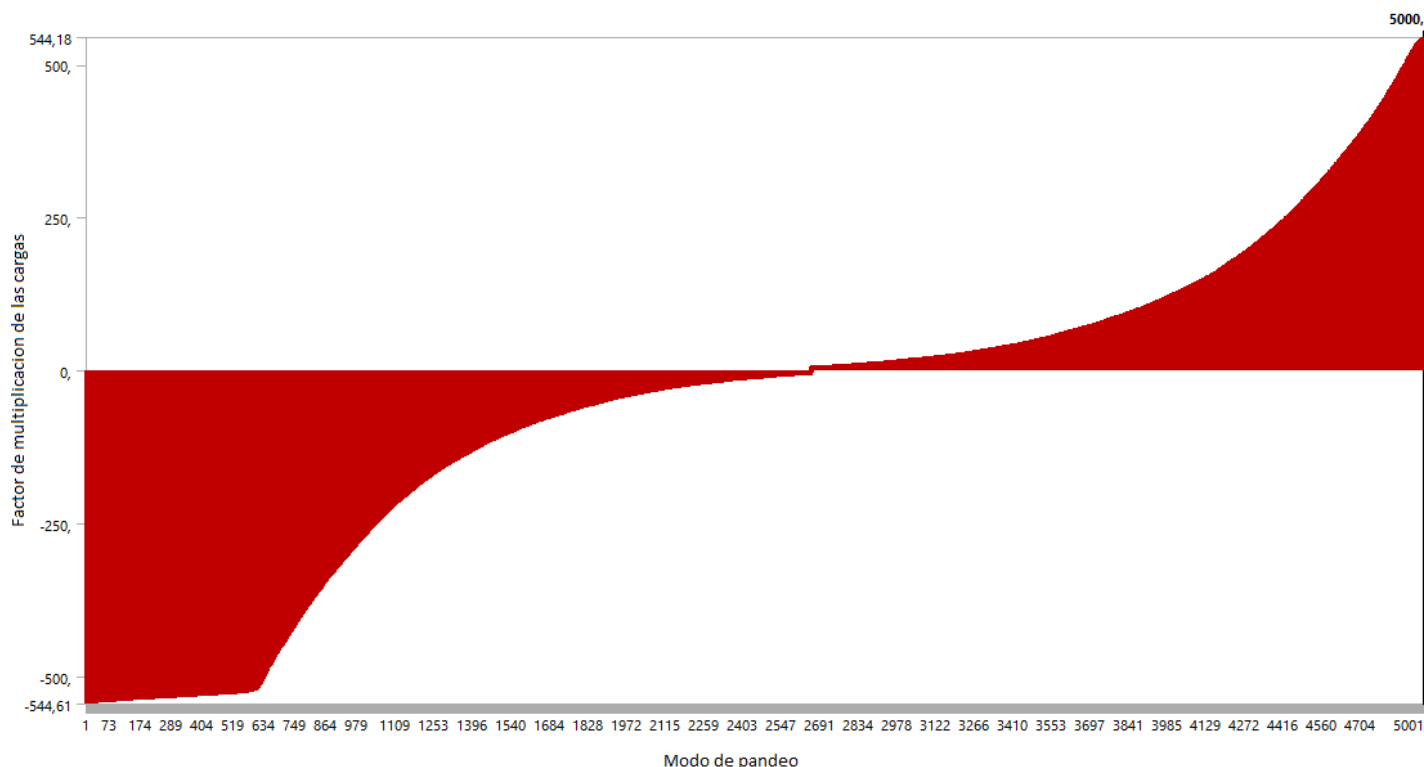


Figura 11.10. Factor de multiplicación de las cargas para cada modo de pandeo calculado por ANSYS

El más limitante es el modo 2.710, cuya representación de desplazamientos se puede observar en la [figura 11.11](#). Proporciona un factor de multiplicación de las cargas de 3,5159, lo que indica que las cargas han de multiplicarse como mínimo por este valor para que se produzca pandeo.

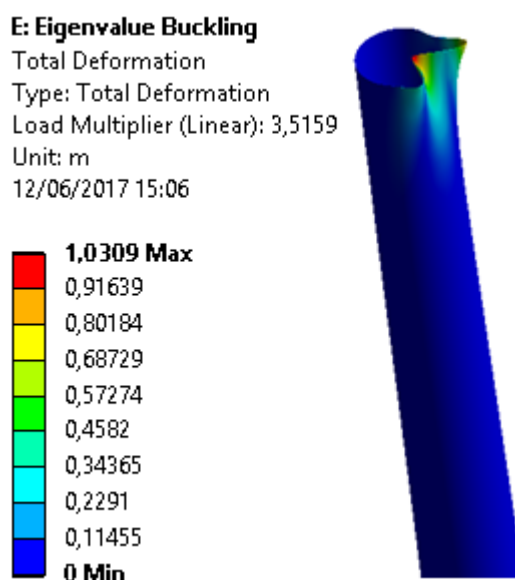


Figura 11.11. Deformación total para el modo de pandeo 2.710. Este modo indica pandeo en el extremo superior de la estructura

11.8. Análisis de sensibilidad de la malla

Es común que a la hora de realizar análisis estructurales por el método de los elementos finitos los resultados varíen al modificarse los parámetros de la malla, siendo estos generalmente más precisos cuando el número de elementos es mayor.

En este apartado se va a verificar que el resultado final es independiente del número de elementos de la malla. Para ello, se va a realizar el análisis modificando el número de elementos en los que se encuentra dividida la estructura, para después comparar los resultados obtenidos.

El análisis de sensibilidad se va a realizar comparando los valores de la tensión para el caso de condiciones de viento extremas y se va a considerar que los resultados del análisis son extrapolables al resto de estudios.

Los resultados de este análisis de sensibilidad se pueden observar en la [tabla 11.2](#), y su representación gráfica en la [figura 11.12](#).

Tabla 11.2. Tensión para el caso de viento extremo en función del tamaño del tamaño de los elementos de la malla

Tamaño del elemento	Número de nodos	Número de elementos	Tensión (MPa)	% de error respecto al caso anterior
20	2196	385	295,47	-
15	2962	539	296,02	0,186
10	4111	770	296,32	0,101
9	4494	847	296,63	0,104
8	4877	924	296,26	-0,124
7	5643	1078	296,18	-0,027
6,5	6026	1155	296,14	-0,013
6	6409	1232	296,11	-0,010
5,5	6792	1309	296,1	-0,003
5	7558	1463	296,1	0
4,5	8324	1617	296,17	0,023
4	9473	1848	296,35	0,061
3,5	10622	2079	296,6	0,084
3	13130	1860	297,76	0,391
2,5	15614	2220	298,21	0,151
2	19754	2820	298,12	-0,030
1,5	26592	3968	298,5	0,127
1,25	31680	4736	300,72	0,743

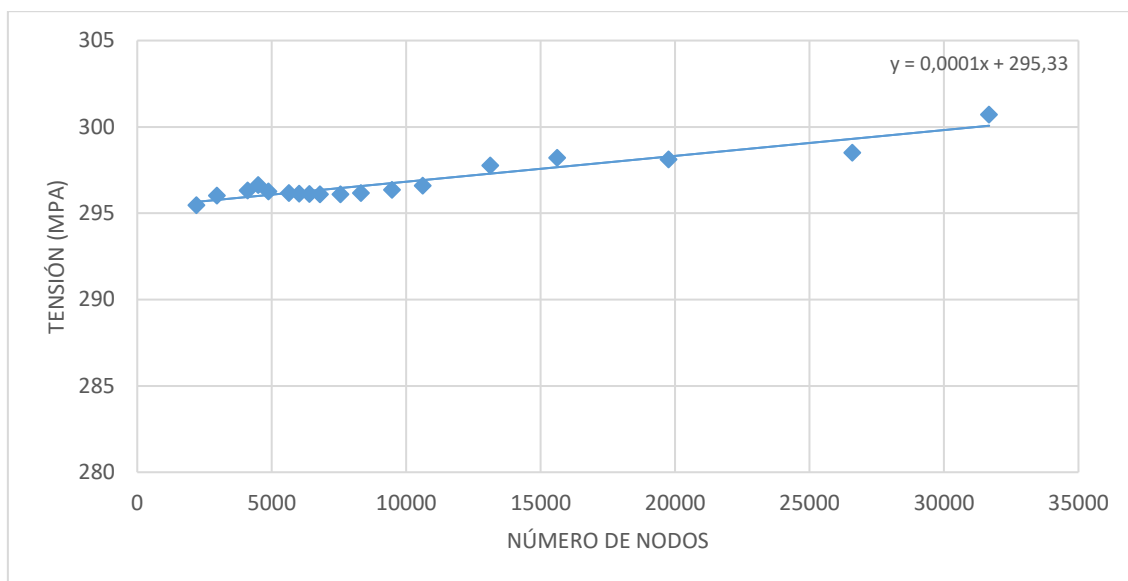


Figura 11.12. Representación gráfica de la tensión en función del número de nodos de la malla para el caso de viento extremo

En la tabla 11.2 se puede comprobar que el porcentaje de error con respecto al caso anterior no supera el valor del 1%. Generalmente, el criterio utilizado para que una malla sea considerada como válida es que no haya una diferencia del 5% con respecto al siguiente refinado, con la finalidad de que el coste computacional no sea elevado.

A pesar de ello, como en este estudio los resultados de tensión eran próximos al valor límite de 313,3 MPa, se ha decidido utilizar el mayor número de nodos que permitía el programa con el fin de conseguir una mayor precisión, pues el tiempo de cómputo añadido apenas era de unos pocos segundos.

11.9. Comparativa de resultados

11.9.1. Comparación de los resultados analíticos con los obtenidos mediante el MEF.

En este apartado se va a realizar la comparación de los resultados definitivos obtenidos mediante el método de los elementos finitos con los obtenidos de forma analítica. Para facilitar dicha comparación, se ha optado por la elaboración de la *tabla 11.3*, en la cual aparecen los resultados obtenidos por ambos métodos junto con el porcentaje de error que se ha obtenido en cada caso, con excepción del análisis de pandeo.

Tabla 11.3. Comparativa de los resultados obtenidos por el método analítico y por el MEF

Tensiones máximas para el caso de viento extremo (MPa)				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
296,257		300,72	4,463	1,484
Desplazamiento horizontal en la punta de la torre para el caso de viento extremo (m)				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
2,913		2,696	0,217	8,048
Desplazamiento horizontal en la punta de torre para el caso de velocidad media del viento (m)				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
0,828		0,778	0,05	6,426
Desplazamiento vertical en la punta de la torre para el caso de viento extremo (m)				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
0,052		0,076	0,024	31,578
Desplazamiento vertical en la punta de torre para el caso de velocidad media del viento (m)				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
0,0102		0,021	0,0108	51,428
Número de ciclos soportados a fatiga				
Método analítico		MEF	Diferencia	% de diferencia
Vida infinita		Vida infinita	0	0
Frecuencias de los modos de vibración (Hz)				
Modos de vibración	Método analítico	MEF	Diferencia	% de diferencia
Modo 1	0,506	0,723	0,217	30,013
Modo 2	3,172	3,214	0,042	1,306
Modo 3	8,883	7,957	0,926	11,637

En algunos casos los resultados difieren en elevados valores del porcentaje, no siendo así, sin embargo, en el caso de la diferencia en valor entre ellos. El caso más ilustrativo es el del desplazamiento vertical para el caso de velocidad media, en el que hay una diferencia de poco más de un centímetro, en contraste con una diferencia en porcentaje del 51,428%.

Ha de tenerse en consideración que los cálculos analíticos se realizaron en un principio para realizar un predimensionado de la torre, lo que justificó el empleo de varias simplificaciones, pues se esperaba obtener un diseño definitivo posteriormente mediante el empleo de métodos numéricos.

Los motivos por los que aparecen estas diferencias entre ambos métodos se exponen a continuación para cada caso:

- Tensiones: es el caso en el que las desigualdades son más pequeñas. Esto es debido a que la única diferencia de cálculo entre los dos métodos es la simplificación de la carga distribuida del viento sobre la torre que se debió realizar en ANSYS, pues este no permitía disponer cargas distribuidas de valor variable.
- Desplazamientos horizontales: en este caso, las diferencias son también poco significativas. Además de la simplificación realizada en el método numérico mencionada en el caso anterior, se tuvo que considerar en el estudio analítico un valor único del momento de inercia de la torre (equivalente al momento de inercia promedio), como si esta se tratase de sección constante.
- Desplazamientos verticales: es el caso en el que las diferencias son más notables. Esto se debe a algo similar a lo que ocurre para los desplazamientos horizontales: se simplificó la estructura como una torre de sección constante, tomando por tanto para los cálculos el valor promedio del área. Las diferencias son mayores que en el caso anterior debido a la mayor simplicidad de las ecuaciones, pues el cálculo del desplazamiento vertical depende de un menor número de parámetros, provocando que variaciones pequeñas en uno de ellos produzcan mayores perturbaciones en los resultados.
- Fatiga: para el caso del análisis de fatiga se realizaron varias simplificaciones, pero al emplearse la misma metodología en ambos casos, los resultados obtenidos son idénticos.
- Resonancia: para el estudio de resonancia se tuvieron que considerar los valores promedio del momento de inercia y del área, como si la torre fuese de sección constante, ocurriendo algo similar que con los desplazamientos.

- Pandeo: el estudio de este fenómeno requiere una mención especial. En el *Capítulo 7* se realizó un análisis de pandeo centrado en la base, pues es la sección en la que los esfuerzos son mayores. Sin embargo, tras analizar los resultados obtenidos mediante el método numérico en el *Apartado 11.7*, estos sugerían que la zona más susceptible a pandeo sería la punta de la torre.

También se presentaron grandes diferencias en cuanto a los coeficientes de seguridad obtenidos por ambos métodos, siendo en el caso analítico de 1,034, mientras que para el análisis numérico este tomaba un valor de 3,348.

Estas diferencias tanto de localización como de valores numéricos son debidas principalmente a dos motivos: el carácter más restrictivo del CTE, documento que fue utilizado como referencia para realizar los cálculos de pandeo, y a la forma en la que se dispusieron las cargas sobre la estructura en el programa. Las simplificaciones efectuadas han producido fenómenos de deformación local en zonas que el programa considera como susceptibles a pandeo.

Tras todo lo expuesto, se ha decidido considerar como resultados definitivos de los análisis de estado límite, desplazamientos, fatiga y resonancia aquellos obtenidos mediante cálculos numéricos, por su mayor precisión, y los obtenidos por el caso analítico para pandeo, al ser considerablemente más restrictivos y al haberse obtenido en una sección crítica.

Independientemente de este hecho, las dimensiones de la torre obtenidas mediante MEF se mantienen, pues cabe recordar que el análisis del estado límite terminante realizado con ANSYS otorgaba un coeficiente de aprovechamiento del material del 95,97% muy similar al valor de 96,69% que proporciona el estudio analítico de pandeo.

11.9.2. Comparación de las dimensiones finales con una torre real

Tras realizar el análisis, se han considerado como definitivas las mismas dimensiones que se obtuvieron tras finalizar el estudio de pandeo. Estas son las siguientes:

- Diámetro de la base: 4,5 metros.
- Diámetro en el extremo superior: 3 metros.
- Espesor del acero en la base: 0,039 metros (39 milímetros).
- Espesor del acero en el extremo superior: 0,016 metros (16 milímetros).
- Acero seleccionado: S355JR.

Para realizar la comparación con la torre diseñada, se ha optado por comparar las características de otras torres utilizadas en aerogeneradores comerciales de 3 MW de potencia instalados a diferentes alturas. Todas ellas se encuentran fabricadas con el mismo acero que el seleccionado para el diseño. Sus características pueden observarse en la *tabla 11.4*. La última columna de esta tabla representa las dimensiones del diseño realizado en el presente trabajo.

En dicha tabla puede apreciarse que las dimensiones del diámetro de la base son las mismas en todas las torres, debido a las limitaciones impuestas por el transporte por las carreteras europeas. De la misma forma, el diámetro en el extremo superior es idéntico, lo que se debe a que las góndolas presentan las mismas dimensiones en lo que se refiere al sistema de anclaje con la torre.

Si se compara el espesor de la base con los de las torres de 80 y 100 metros, este se sitúa en torno a un valor intermedio. La principal diferencia es el espesor seleccionado en el extremo superior, siendo este de 15 mm en todas las torres por los 16 mm seleccionados para el diseño. Esto es debido a que el diámetro en el extremo superior se seleccionó en función a las características de los aceros que eran indicadas por el Documento Básico del Acero, muy restrictivo al ser utilizado para la construcción de edificios.

En este Documento se indicaba que por debajo de 16 mm de espesor el límite elástico del material habría de considerarse como inferior, por lo que, para simplificar el estudio, se decidió no bajar de este valor.

Esto último tiene como consecuencia un aumento del peso de la estructura (3,91 t), a cambio de una mayor resistencia frente a los desplazamientos producidos por las cargas del viento.

Tabla 11.4. Comparativa de las dimensiones del diseño con las torres de aerogeneradores comerciales

Altura de la torre (m)	80	100	125	150	92
Diámetro en la base (m)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Diámetro en el extremo superior (m)	3	3	3	3	3
Espesor en la base (mm)	34	43	75	75	39
Espesor en el extremo superior (mm)	15	15	15	15	16
Masa de la torre (t)	182	274	521	610	246,046

12. Análisis económico

En este capítulo se va a calcular de forma aproximada el coste de la torre y del aerogenerador. También se van a calcular las toneladas de CO₂ que dejarán de emitirse por cada unidad instalada.

Según el estudio *Tall towers for large wind turbines: Report from Vindforsk project V-342 Höga torn för vindkraftverk*, el coste de la torre de un aerogenerador fabricada con acero S355 tiene un precio por cada kilogramo de acero de 2,3 €, incluyendo en dicho precio el coste de fabricación.

Utilizando este valor, se puede obtener un valor estimado del valor de la torre tal como se indica a continuación:

$$Coste_{torre} = 2,3 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot 246.056,917 \text{ kg} = 565.930,91 \text{ €}$$

De acuerdo a la [figura 12.1](#), el coste de la torre representa en torno al 25% del coste total del aerogenerador. De esta manera se puede calcular el valor del coste total del conjunto:

$$Coste_{aerogenerador} = \frac{565.930,91}{0,25} = 2.267.723,64 \text{ €}$$

Sin embargo, con este valor no han tenido en cuenta los costes de cimentación y el resto de costes de instalación. En la misma figura se puede comprobar que el aerogenerador representa un 64% del coste total. De esta manera, se tiene que:

$$Coste \text{ total por unidad} = \frac{2.267.723,64}{0,64} = 3.537.068,19 \text{ €}$$

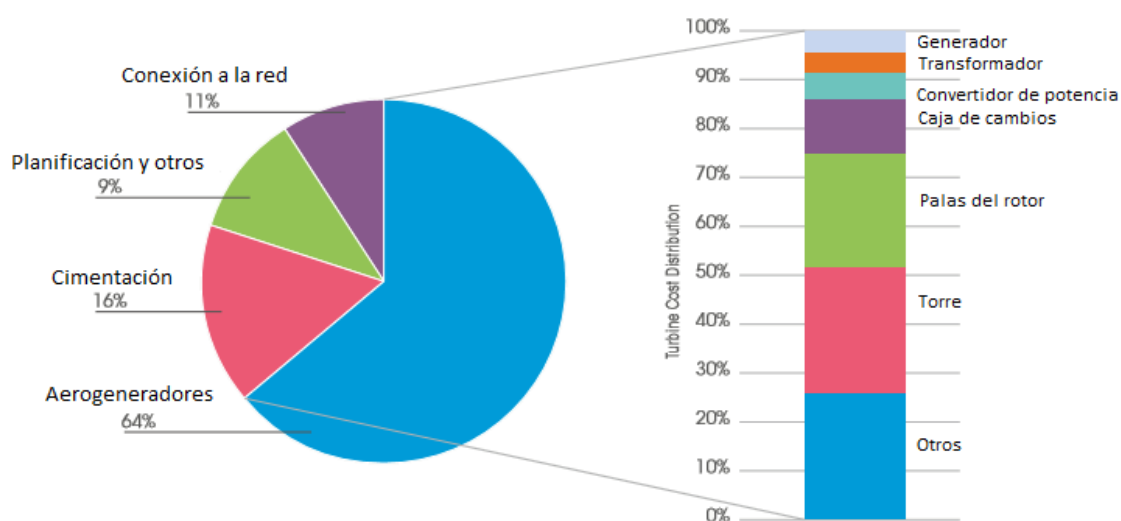


Figura 12.1. Distribución de los costes totales de un aerogenerador

El coste de una turbina eólica Enercon E82 de 3MW tiene un coste aproximado de 3,1 millones de libras ^[1], equivalente a 3.544.918,32 €, valor muy similar al calculado.

Para analizar la rentabilidad de cada aerogenerador, es necesario conocer la potencia eléctrica que producen. Para ello se puede utilizar de nuevo la herramienta del atlas eólico proporcionada por el IDAE, la cual proporciona directamente la cantidad de energía que la turbina proporcionaría en un año si se instalase en la zona seleccionada. Sin embargo, para poder hacer esto hay que introducir los valores de producción del aerogenerador para cada velocidad del viento, lo que requiere disponer de la curva de potencia de la turbina.

Acciona no proporciona las curvas de potencia de sus aerogeneradores, por lo que se ha optado por aproximar la energía producida utilizando una curva perteneciente a una turbina de potencia similar. Este modelo se trata del Vestas V-112, de 3 MW de potencia. Presenta tres palas, de 56 m de longitud con un área de barrido de 9.852 m². Cabe recordar que el modelo AW 116/3000 posee unas palas de 56,7 m de longitud con un área de barrido de 10.568 m². Otra diferencia es que la velocidad de arranque es de 3 m/s, por los 3,5 m/s de la AW 116/3000.

Al tener una menor área de barrido, la potencia proporcionada por la turbina será menor que la que se obtendría realmente, por lo que en un principio los resultados de producción proporcionarían valores más conservadores.

La curva de potencia se puede observar en la [figura 12.2](#), quedando representados los valores numéricos de la potencia eléctrica producida para cada valor de velocidad del viento en la [tabla 12.1](#).

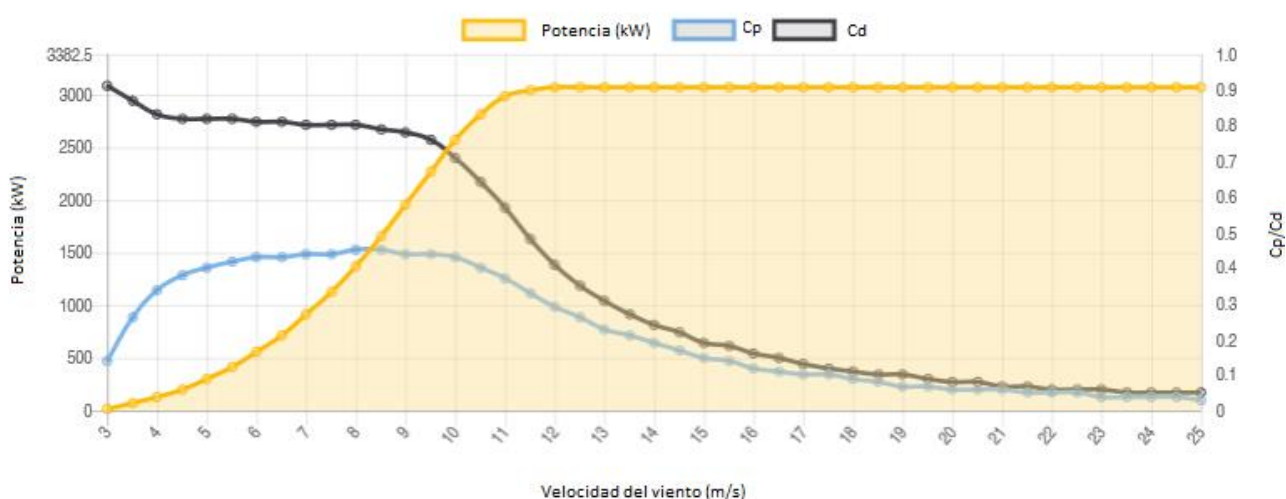


Figura 12.1. Curva de potencia de la turbina Vestas V-112

¹ renewablesfirst.co.uk. *How much does a wind turbine cost?*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/how-much-does-a-farm-wind-turbine-small-wind-farm-turbine-cost/>

Tabla 12.1. Valores de potencia producida para cada velocidad de viento por el modelo de turbina V-112

Velocidad del viento (m/s)	3,5	4	5	6	7	8	9	10	11	De 12 a 25
Potencia (kW)	68	206	301	557	912	1.377	1.954	2.572	2.988	3000

Con estos valores, el aplicativo del IDAE proporciona los resultados que se pueden observar en la tabla incluida en la [figura 12.3](#). Se ha decidido dejar el factor de pérdidas en el 15%, tal como estaba predefinido por defecto. De dicha figura se obtiene que un aerogenerador producirá, en un año, 11.297,684 MWh, lo que equivale a 971,425 tep (toneladas equivalentes de petróleo).

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	2988	21	3000
2	0	12	3000	22	3000
3	0	13	3000	23	3000
4	206	14	3000	24	3000
5	301	15	3000	25	3000
6	557	16	3000	26	0
7	912	17	3000	27	0
8	1377	18	3000	28	0
9	1954	19	3000	29	0
10	2572	20	3000	30	0

13291.39316	Producción bruta (MWh/año)
11297.68418	Producción neta (MWh/año)

Figura 12.3. Producción anual estimada según la aplicación del IDAE

Para conocer la rentabilidad de la instalación de cada aerogenerador, es necesario conocer el precio de venta de la electricidad. El precio, de acuerdo al Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), a día 16 de junio de 2017, era de 50,22 €/MWh

Suponiendo que este valor se mantendrá aproximadamente constante durante todo el año, y multiplicando el valor de la producción por su precio de venta, se obtiene que:

$$\text{Beneficios de explotación} = 11.297,684 \cdot 50,22 = 567.369,69 \text{ €/año}$$

Sin embargo, estos no son los beneficios netos, pues habrá que restar a este valor el coste de mantenimiento de cada unidad. Para el modelo de aerogenerador Enercon E82 estos eran de 102.000 libras al año ^[2], lo que equivale a 116.639,25 €.

Suponiendo este valor como extrapolable a la turbina AW 116/3000, se obtendrá que el beneficio neto anual es de:

$$\text{Beneficio neto} = 567.369,69 - 116.639,25 = 450.730,44 \text{ €/año}$$

Considerando de nuevo que estos beneficios se mantienen constantes durante el período de vida del aerogenerador, y que este periodo será igual al mínimo esperado (20 años), la evolución de la inversión se puede observar en la *figura 12.4*.



Figura 12.4. Evolución de la inversión de un aerogenerador a lo largo de 20 años

De acuerdo al gráfico de la *figura 12.4*, la recta presenta la siguiente ecuación:

$$y = -3.537.068,19 + 450.730,44x \quad [€]$$

Para calcular el tiempo de recuperación de la inversión inicial, bastará con despejar de esta ecuación el valor de x que hace que y sea igual a cero:

$$x = \frac{3.537.068,19}{450.730,44} = 7,84 \text{ años}$$

La inversión se recuperará en 7,84 años, es decir, en aproximadamente 94 meses.

² renewablesfirst.co.uk. What is the cost to operate wind turbines?. Disponible para consulta en línea en: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/how-much-does-a-wind-turbine-cost-to-operate/>

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) para este el periodo de vida de la torre puede obtenerse resolviendo la siguiente ecuación:

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+TIR)^j}$$

Donde:

- I_0 es la inversión inicial y
- FN_j los beneficios o pérdidas para cada año.

Esto proporciona un valor del TIR del 42%, por lo que se puede considerar como una inversión notablemente rentable.

Por último, falta calcular la cantidad de emisiones de CO_2 que se dejarán de emitir a la atmósfera por cada aerogenerador instalado si sustituyese a la energía producida por una fuente convencional, como puede ser una central de carbón o de gas natural.

Para realizar el cálculo, el IDAE proporciona un factor de conversión a partir del cual se pueden obtener las toneladas emitidas de CO_2 por cada MWh producido. En el caso de estudio se conoce la energía producida en los bornes del alternador, es decir, la energía producida bruta, para la cual el factor de conversión es de 0,29 t CO_2 /MWh:

$$\text{Ahorro de emisiones} = 0,29 \cdot 11.297,684 = 3.276,32 \text{ t}CO_2/\text{año}$$

13. Conclusiones y trabajos futuros

13.1. Conclusiones

Tras efectuar un análisis del mapa eólico español utilizando el atlas eólico proporcionado por el IDAE, se decidió que el hipotético emplazamiento en el que se llevaría a cabo la instalación del aerogenerador sería la localidad de Plasencia, situada en la provincia de Cáceres, Extremadura.

Posteriormente, tras observar las características del viento de la zona, fue necesario seleccionar un modelo de turbina eólica de clase II o superior, tras como indicaba la normativa UNE-EN 61400-1. El modelo seleccionado fue el AW 116/3000, desarrollado por ACCIONA. Las características de este modelo son las siguientes:

- Masa del conjunto (góndola más palas): 143 t
- Velocidad de arranque: 3,5 m/s
- Velocidad de parada: 25 m/s
- Relación de velocidades óptima (λ): 7,037
- Longitud de las palas 56,7 m
- Área barrida por el rotor: 10.568 m²

A continuación, se llevó a cabo un estudio utilizando métodos analíticos. Se calcularon las cargas ejercidas por el viento sobre la torre y sobre el rotor para los casos de velocidad extrema y velocidad media del viento, así como las debidas al peso de la estructura. Se establecieron los siguientes límites relativos a las dimensiones de la estructura:

- El diámetro en la base no podía superar los 4,5 m, debido a limitaciones en el transporte por carretera.
- El diámetro del extremo superior debía ser de 3 m, pues es el diámetro de la zona de anclaje de la góndola.
- El espesor del acero, con el fin de simplificar los cálculos, debía encontrarse entre 16 y 40 mm, de forma que el límite elástico del material fuera constante en toda la estructura de acuerdo al Código Técnico de la Edificación (CTE).

En este análisis se realizaron los estudios de estado límite, pandeo, desplazamientos, fatiga y resonancia. Los resultados obtenidos fueron utilizados para realizar un predimensionado de la

torre, así como para comprobar que los resultados proporcionados por el posterior análisis numérico eran correctos.

En el análisis numérico se realizaron los mismos estudios, obteniendo a partir de estos las dimensiones definitivas de la torre. Sin embargo, se observaron diferencias entre ambos análisis en los resultados de varios estudios. Dichas diferencias se debieron a las simplificaciones realizadas:

- En el caso del modelo numérico, la carga del viento sobre la torre tuvo que simplificarse como una carga distribuida constante, equivalente a la fuerza distribuida exponencial utilizada en el método analítico.
- Para calcular los desplazamientos y para realizar el estudio de resonancia en el modelo analítico, al tratarse de ecuaciones en las que se debe introducir un área o un momento de inercia, se consideró, para facilitar el cálculo, que la torre era de sección constante y cuyo momento y área eran iguales a los valores promedio de los mismos a lo largo de la torre.
- Para el caso de pandeo, los resultados presentaron diferencias más significativas con respecto a los demás estudios. Esto se debió a dos motivos: por un lado, para realizar el cálculo analítico se utilizó como referencia el CTE, que presenta un carácter muy restrictivo. Por otro lado, debido a que en el modelo numérico las cargas fueron introducidas de una forma simplificada, aparecieron fenómenos de deformación local que fueron considerados por el programa como zonas susceptibles a pandeo. Por ambos motivos se decidió que los resultados definitivos de este estudio serían los obtenidos por métodos analíticos.

A continuación, se indican las dimensiones de la torre y los resultados de los estudios:

Dimensiones

- Acero seleccionado: S355JR
- Diámetro de la base: 4,5 metros
- Diámetro en el extremo superior: 3 metros
- Espesor del acero en la base: 39 milímetros
- Espesor del acero en el extremo superior: 16 milímetros
- Masa de la torre: 256,046 t

Resultados de los estudios

- Coeficiente de aprovechamiento del material frente a viento extremo: 95,95%

- Coeficiente de aprovechamiento del material frente pandeo: 96,69%
- Desplazamiento horizontal con viento extremo: 2,931 metros
- Desplazamiento vertical con viento extremo: 8 centímetros
- Desplazamiento horizontal para condiciones normales de viento: 81,7 centímetros
- Desplazamiento vertical para condiciones normales de viento: 2,1 centímetros
- Vida a fatiga: Infinita
- Factor de seguridad frente a resonancia: 2,89 veces la frecuencia de giro del rotor

Después de concluir con el análisis, se realizó una comparación con otras torres utilizadas en aerogeneradores comerciales. Se observó que las dimensiones seleccionadas para el diseño eran muy similares a las de estas estructuras. Esto permite concluir que el proceso de diseño se ha llevado a cabo realizando las simplificaciones de forma adecuada, que el error cometido al realizar los cálculos de las cargas ha sido pequeño y que tanto los cálculos como la simulación se han efectuado de manera correcta.

Por último, falta mencionar los resultados del análisis económico de la torre. Tras el período de recuperación de la inversión inicial, cada aerogenerador instalado en la zona proporcionaría un beneficio anual de 450.730,44 €/año, lo que aumentaría la riqueza de la región. Además, la instalación de un parque eólico permitirá reducir, por cada aerogenerador instalado, las emisiones de CO₂ en 3.276,32 tCO₂/año, con un ahorro de 971,425 tep/año. Todos los resultados del análisis económico se muestran a continuación:

- Coste estimado de la torre: 565.930,91 €
- Coste total estimado del aerogenerador: 3.537.068,19 €
- Energía producida al año por unidad: 11.297,684 MWh
- Ahorro anual de emisiones de CO₂ por unidad: 3.276,32 tCO₂/año
- Beneficios netos anuales estimados por unidad: 450.730,44 €/año
- Período de retorno de la inversión: 7,84 años (94 meses)
- Tasa interna de rentabilidad (TIR): 42%

13.2. Trabajos futuros

Una vez concluido el estudio realizado, se propone la realización de los siguientes trabajos:

- Diseño de la torre utilizando otros materiales, como materiales compuestos de tipo laminados reforzados con fibra de vidrio.
- Análisis numérico en profundidad del fenómeno de pandeo.
- Diseño estructural de las palas del rotor.

14. Bibliografía

- [1]. *Código Técnico de la Edificación (CTE) Documento Básico de Seguridad Estructural del Acero (DB SE-A)*. 2008
- [2]. Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CELENEC). (2004). *UNE-EN 61400-1: Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de seguridad*.
- [3]. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Atlas eólico de España*. Disponible para consulta en línea en: <http://atlaseolico.idae.es>.
- [4]. Bañuelos Ruedas, F., Ángeles Camacho, C., Serrano-García, J.A. y Muciño Morales, D.E. (2008). *Análisis de perfiles verticales de viento*. Acapulco, México: Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible para consulta en línea en: <https://es.scribd.com/doc/11545563/Analisis-de-perfiles-verticales-de-viento>
- [5]. Benito Olmeda, J.L. y Carretero Pérez, J. (2012). *Principios básicos de estructuras metálicas*. (2ª Ed.). Alicante: Delta Publicaciones.
- [6]. Elices Calafat, M. (1994). *Mecánica de la fractura aplicada a sólidos elásticos bidimensionales*. Madrid: Escuela Técnica superior de Ingenieros de Caminos, C. y P. Universidad Politécnica de Madrid.
- [7]. Engström, S., Lyrner, T., Hassanzadeh, M., Stalin T. y Johansson, J. (2010). *Tall towers for large wind turbines: Report from Vindforsk project V-342 Höga torn för vindkraftverk*. Estocolmo, Suecia: Elforsk.
- [8]. Kawai, H., Kazutotshi M. y Deguchi, A. (2008). *Design wind loads on a wind turbine for strong wind*. Milán, Italia: BBAA VI International Colloquium on: Bluff Bodies Aerodynamics & Applications. Disponible para consulta en línea en: http://bbaa6.mecc.polimi.it/uploads/abstract_files/PST19_STAMPA16.pdf
- [9]. Kulunk, E. (2011). *Aerodynamics of Wind Turbines, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, Dr. Rupp Cariveau (Ed.). InTech. Disponible para consulta en línea en: <http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/aerodynamics-of-windturbines>
- [10]. McCormac, J.C. (2011). *Análisis de estructuras. Métodos Clásico y Matricial (4ª Ed.)*. Barcelona: Marcombo, S.A.

- [11]. Navarro Martínez, J.A. (2010). *Diseño preliminar de un aerogenerador de 3 MW*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid. Disponible para consulta en línea en: http://oa.upm.es/43485/1/PFC_Jose_Alberto_Navarro_Martinez.pdf
- [12]. Núñez Ayala, I. (2015). *Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador*. Bilbao: Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao. Disponible para consulta en línea en: https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/14945/5_ANEXO%20CALCULOS.pdf?sequence=6
- [13]. Quintero, F. *energiaeolica1101-2016.blogspot.com.es*. (2016). *Energía eólica*. Disponible para consulta en línea en: http://energiaeolica1101-2016.blogspot.com.es/2016_05_01_archive.html
- [14]. Ramírez, M. (2015). *Renovablesverdes.com*. *Aerogeneradores verticales y de eje horizontal: cómo funcionan y tipos*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales>
- [15]. San Román García, J.L., Quesada González, A. y Olmeda Santamaría, E. Universidad Carlos III de Madrid: Departamento de Ingeniería mecánica. (2009). *Tecnología Mecánica: Transparencias de fatiga*. Disponible para consulta en línea en: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-mecanica/tecnologia-de-maquinas/material-de-clase-1/fatiga_transparencias.pdf
- [16]. Schallenberg Rodríguez, J. C., Piernavieja Izquierdo, G., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga Falcón, P., García Déniz, R., Díaz Torres, Mercedes, ... Subiela Ortín, V. (2008). *Energías Renovables y eficiencia energética*. Islas Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.
- [17]. Torrecillas Lacave, M. *elmverde.blogspot.com.es*. *Partes que componen un aerogenerador*. Disponible para consulta en línea en: <http://elmverde.blogspot.com.es/2016/02/partes-que-componen-un-aerogenerador.html>
- [18]. Acciona Windpower. *AW 116/3000*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.acciona-windpower.es/productos-y-servicios/aw3000/aw1163000>
- [19]. Ekidom. *Historia de la energía eólica*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>
- [20]. *energíaeolica-walter.blogspot.com.es* (2011). *Historia de la energía eólica*. Disponible para consulta en línea en: <http://energíaeolica-walter.blogspot.com.es/2011/11/historia-de-la-energia-eolica.html>

- [21]. energías-renovables-y-limpias.blogspot.com.es (2012). *Aerogenerador de eje horizontal o vertical*. Disponible para consulta en línea en:
<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2012/07/aerogenerador-de-eje-horizontal-o-vertical.html>
- [22]. industriaytecnología.com. *Velocidad del viento*. Disponible para consulta en línea en:
<http://www.industriaytecnologia.com/velocidad-del-viento.html>
- [23]. ingeymantenimiento.blogspot.com.es (2014). *Las lagunas de marea: Aprovechamiento de las mismas para crear energía eléctrica*. Disponible para consulta en línea en:
<http://ingeymantenimiento.blogspot.com.es/2014/09/las-lagunas-de-marea-aprovechamiento-de.html>
- [24]. OPEXenergy Operación y Mantenimiento S.L. *Tipos de aerogeneradores*. Disponible para consulta en línea en: http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html#2._SEGUN_POTENCIA_SUMINISTRADA
- [25]. renewablesfirst.co.uk. *How much does a wind turbine cost?*. Disponible para consulta en línea en:
<https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/how-much-does-a-farm-wind-turbine-small-wind-farm-turbine-cost/>
- [26]. renewablesfirst.co.uk. *What is the cost to operate wind turbines?*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/how-much-does-a-wind-turbine-cost-to-operate/>
- [27]. solar-energía.net. *Energía solar térmica de alta temperatura*. Disponible para consulta en línea en:
<https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>
- [28]. textoscientíficos.com. *Generación de electricidad a través de las mareas*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.textoscientificos.com/energia/mareomotriz/generacion-electricidad-mareas>

15. Referencias de las figuras

Figura 1.1. Red Eléctrica de España (REE). (2015). *La demanda de energía eléctrica crece un 1,9% en el 2015*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2015/12/la-demanda-de-energia-electrica-crece-un-1-9-en-el-2015>

Figura 1.2. Schallenberg Rodríguez, J. C., Piernavieja Izquierdo, G., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga Falcón, P., García Déniz, R., Díaz Torres, Mercedes, ... Subiela Ortín, V. (2008). *Energías Renovables y eficiencia energética*. Islas Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Figura 1.3. solar-energía.net. *Energía solar térmica de alta temperatura*. Disponible para consulta en línea en: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>

Figura 1.4. smienergias.wordpress.com. (2011). *Tecnología generadora de energía termosolar*. Disponible para consulta en línea en: <https://smienergias.wordpress.com/2011/05/21/tecnologia-generadora-de-energia-termosolar/>

Figura 1.5. solar-energía.net. *Energía solar térmica de alta temperatura*. Disponible para consulta en línea en: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>

Figura 1.6. Wikipedia. *Una instalación de paneles solares en Canterbury*. Disponible para consulta en línea en: https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico#/media/File:Fixed_Tilt_Solar_panel_at_Canterbury_Municipal_Building_Canterbury_New_Hampshire.jpg

Figura 1.7. Wikipedia. *Energía solar fotovoltaica*. Disponible para consulta en línea en: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica#/media/File:Solar_cell.png

Figura 1.8. Wikimedia Commons. *Represa hidroeléctrica*. Disponible para consulta en línea en: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/7/71/Hydroelectric_dam-es.svg/1053px-Hydroelectric_dam-es.svg.png

Figura 1.9. blog.tecnocéano.com. *Energía mareomotriz*. Disponible para consulta en línea en: <http://blog.tecnocéano.com/?p=234>

Figura 1.10. historyaybiografías.com. *Energía mareomotriz: Producir electricidad con las mareas*. Disponible para consulta en línea en: http://historyaybiografias.com/represa_mareas/

Figura 1.11. textoscientíficos.com. *Generación de electricidad a través de las mareas*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.textoscientificos.com/energia/mareomotriz/generacion-electricidad-mareas>

Figura 1.12. 4coffshore.com. *Swansea Bay Tidal Lagoon*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.4coffshore.com/windfarms/tidal-swansea-bay-tidal-lagoon-united-kingdom-tidalid180.html>

Figura 2.1. Zafrilla, P. La Cerca. (2011). *Castilla-La Mancha, líder en energías renovables en España*. Disponible para consulta en línea en: http://www.lacerca.com/noticias/medio_ambiente/lider-energias-renovables-espana-126233-1.html

Figura 2.2. Wikipedia. *Global Wind Power Cumulative Capacity*. Disponible para consulta en línea en: https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power_by_country#/media/File:Global_Wind_Power_Cumulative_Capacity.svg

Figura 2.3. Wikimedia Commons. *Annual Average Temperature Map*. Disponible para consulta en línea en: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Annual_Average_Temperature_Map.jpg

Figura 2.4. Regodón, J.A. almez.pntic.mec.es. (2004). *Vientos, altas y bajas presiones*. Disponible para consulta en línea en: <http://almez.pntic.mec.es/~jrem0000/dpbg/2bch-ctma/tema4/vientos-ciclo-anti.htm>

Figura 2.5. agrega.juntadeandalucia.es. (2010). *Borrascas y anticiclones*. Disponible para consulta en línea en: http://agrega.juntadeandalucia.es/repositorio/28072010/ea/es-an_2010072811_9130111/ODE-a3165554-259e-3c06-b5c2-e07699c4b688/14_borrascas_y_anticiclones.html

Figura 2.6. extractores.com.mx. *Energía atmosférica*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.extractores.com.mx/energia%20atmosferica.htm>

Figura 2.7. elfarodeferia.wordpress.com. *Molinos de La Mancha*. Disponible para consulta en línea en: <https://elfarodeferia.wordpress.com/tag/consuegra/>

Figura 2.8. Danish Wind Industry Association. *El pionero de la energía eólica: Poul la Cour*. Disponible para consulta en línea en: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/lacour.htm>

Figura 2.9. ArchiEXPO. *Aerogenerador doméstico de eje vertical / rotor Savonius helicoidal*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.archiexpo.es/prod/windside/product-88530-959470.html>

Figura 2.10. Wikipedia. *Rotor Savonius*. Disponible para consulta en línea en: https://es.wikipedia.org/wiki/Rotor_Savonius#/media/File:Savonius-rotor_en.svg

Figura 2.11. Quintero, F. energiaeolica1101-2016.blogspot.com.es. (2016). *Energía eólica*. Disponible para consulta en línea en: http://energiaeolica1101-2016.blogspot.com.es/2016_05_01_archive.html

Figura 2.12. Ramírez, M. renovablesverdes.com. (2015). *Aerogeneradores verticales y de eje horizontal: cómo funcionan y tipos*. Disponible para consulta en línea en: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>

Figura 2.13. Giordano, M. tipos-de-energia.blogspot.com.es. (2015). *Energía eólica: Tipos de generadores eólicos y sus aplicaciones*. Disponible para consulta en línea en: <http://tipos-de-energia.blogspot.com.es/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>

Figura 2.14. Hernández Álvarez, F., Sánchez Ávila, J.L., Orama Ortega, M., Veliz Alonso, J.I. y Veliz Alonso, A.M. cubasolar.cu. *Molino eólico para la utilización de agua de mar en el saneamiento de áreas de servicio en un hotel*. Disponible para consulta en línea en:

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar36/HTML/articulo04N.htm>

Figura 2.15. Ades Tempero Group. *Energía Eólica: Turbinas eólicas pendulares*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.ades.tv/energias-renovables/productos-servicios/energia-eolica-turbinas-eolicas-pendulares/id/24>

Figura 2.16. Moreno Figueredo, C. cubasolar.cu *Una, dos tres... ¿cuántas palas?*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia57/HTML/articulo03.htm>

Figura 2.17. Álvarez, A. noticiasdelaciencia.com. (2015). *Las energías renovables, un buen futuro profesional para nuestros jóvenes*. Disponible para consulta en línea en:

<http://noticiasdelaciencia.com/not/12835/las-energias-renovables-un-buen-futuro-profesional-para-nuestros-jovenes/>

Figura 2.18. Eco-energética. *Energía Eólica*. Disponible para consulta en línea en: <http://www.eco-energetica.com/sitio/sala/tips/eolica/>

Figura 2.19. Torrecillas Lacave, M. elmverde.blogspot.com.es. *Partes que componen un aerogenerador*. Disponible para consulta en línea en: <http://elmverde.blogspot.com.es/2016/02/partes-que-componen-un-aerogenerador.html>

Figura 2.20. IMPSA. *Montaje*. Disponible para consulta en línea en:

<http://www.impsa.com/es/productos/impsawind/SitePages/montaje.aspx>

Figura 2.21. Torrecillas Lacave, M. elmverde.blogspot.com.es. *Partes que componen un aerogenerador*. Disponible para consulta en línea en: <http://elmverde.blogspot.com.es/2016/02/partes-que-componen-un-aerogenerador.html>

Figura 3.1. Viduera, J.M. y Rubio, J. Seguridad y medio ambiente. *La protección contra incendios en aerogeneradores*. Disponible para consulta en línea en:

<http://www.seguridadypromociondelasalud.com/n135/es/articulo3.html>

Figura 3.2. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Atlas eólico de España*. Disponible para consulta en línea en: http://atlaseolico.idae.es/index.php?pag=descarga_mapas_espana

Figura 3.3. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Aplicación Atlas eólico de España*. Disponible para consulta en línea en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>

Figura 5.2. [25].Kawai, H., Kazutotshi M. y Deguchi, A. (2008). Design wind loads on a wind turbine for strong wind. Milán, Italia: BBAA VI International Colloquium on: Bluff Bodies Aerodynamics & Applications. Disponible para consulta en línea en:

http://bbaa6.mecc.polimi.it/uploads/abstract_files/PST19_STAMPA16.pdf

Figura 6.1. Windsim. *Wind Fields: Generation of the wind fields*. Disponible para consulta en línea en: https://www.windsim.com/ws_docs80/ModuleDescriptions/WindField.html

Figura 6.3. Vasques, N. traccionflexotraccionnancy.blogspot.com.es. (2014) *Tracción, Flexo-tracción, Compresión y más*. Disponible para consulta en línea en:

<http://traccionflexotraccionnancy.blogspot.com.es/2014/11/definiciones.html>

Figura 8.1. ingemecanica.com. *Resistencia Mecánica a Fatiga*. Disponible para consulta en línea en: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn217.html>

Figura 10.1. [researchgate.net](https://www.researchgate.net). *Mode shapes and natural frequencies for the first three modes of flexural vibration of the cantilever beam*. Disponible para consulta en línea en:

https://www.researchgate.net/figure/273452232_fig6_Fig-6-Mode-shapes-and-natural-frequencies-for-the-first-three-modes-of-flexural

Figura 12.1. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series. Volume 1: Power Sector*. Disponible para consulta en línea en:

https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

Figura 12.2. wind-turbine-models.com. *Vestas V 112*. Disponible para consulta en línea en: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/667-vestas-v-112-offshore>